➢22ข

เอกสารขั้นตอนรับเรื่องร้องเรียน

GC

กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

Technical Safety and PSM

P-(Q-TS)-004

Safety Health & Environment (SHE) Communication and Complaints

จัดทำโดย : _____

(ผู้จัดการส่วน SHE Annamilee S.)

อนุมัติโดย : นายเดชพิริ นัยนะพร

(ผู้จัดการฝ่าย สิ่งแวดล้อม และการจัดการความปลอดภัยและความมั่นคง)

การควบคุมแก้ไข

ฉบับแก้ไขที่	รายการ	สถานที่
01	Quality Management (Q-QM-QM)	Revised

ประวัติการแก้ไข

ครั้งที่	วันที่มีผลบังคับใช้	หน้าที่	รายละเอียด	ผู้ทบทวน
1	15 พฤษภาคม 2556	ทุกหน้า	จัดทำครั้งแรก	คณะผู้จัดการวิศวกรรมเคมี
2	31 มีนาคม 2561	ปก	• เปลี่ยน Template การใช้เอกสารใหม่ (GC new logo) • เปลี่ยนแปลงผู้จัดทำจาก "คณะผู้จัดการวิศวกรรมเคมี" เป็น "ผู้จัดการฝ่ายวิศวกรรมเคมี และผู้จัดการส่วนประกันคุณภาพ" (ผู้จัดการส่วนสิ่งแวดล้อม SHE - Chemicals และผู้จัดการส่วนสิ่งแวดล้อม SHE - Polymers)	คณะผู้จัดการส่วนสิ่งแวดล้อม
		๑	การอ้าง - ข้อ 3.1 หน้าที่และความรับผิดชอบ เพิ่มคำอ้างอิงข้อ 3.1 ผู้จัดการฝ่าย, ผู้จัดการส่วนวิศวกรรมเคมี, 3.2 Chief Executive, ผู้จัดการแผนกวิศวกรรมเคมี, 3.3 หน่วยงาน Crisis and Security Management (Q-SM-CM) และ 3.4 พนักงาน - ลบข้อ 4.1 และ 4.2	
		1	ข้อ 1 จัดลำดับการเพิ่มข้อความ "และรวมถึงการมีการสื่อสารความต่อเนื่องทางธุรกิจ"	
		3	ข้อ 3.1 - เพิ่มข้อความ "เรื่อง ที่ประชุมผู้บริหาร" - เพิ่มข้อความ "หรือการสื่อสารความต่อเนื่องจากกิจกรรมของบริษัท"	
			ข้อ 3.2	

			• เพิ่มข้อความ "สถานีดับเพลิงกรมการบินพลเรือน" • เพิ่มข้อความ "และบริการความต่อเนื่อง"	
			ข้อ 3.3 • เปลี่ยนชื่อหัวข้อและเนื้อหาจาก "หน่วยงาน" เป็น "หน่วยงาน Crisis and Security Management (Q-SM-CM)" • เพิ่มข้อความ "และบริการความต่อเนื่อง"	
		4	ข้อ 3.4 • เปลี่ยนหัวข้อและเนื้อหา "พนักงาน" - เพิ่มข้อความ "และบริการความต่อเนื่อง" - เปลี่ยนข้อความจาก "ควรใช้แบบฟอร์มรายงานเป็น "Suggestion/ Complaint Form (F-(Q-SHE)-P-(Q-SHE)-004-01)"	
		4-5	ข้อ 4. Workflow • เปลี่ยน Work Flow-Internal Communication เป็นข้อ 4.1 • เปลี่ยนหัวข้อ 4.1 "External Complaint Communication" เป็น 4.2 - เปลี่ยนหัวข้อ 4.2 External Complaint Communication เป็น 4.3 - เพิ่ม Work Flow 4.4 การจัดการและระงับการเรียกร้อง	
		9	ข้อ 5. รายละเอียดการบันทึกงาน ข้อ 5.1 1. เปลี่ยนข้อความ "และบริการความต่อเนื่องทางธุรกิจ" 2. เพิ่มข้อความ "กับฐานข้อมูล" 3. เพิ่มประโยค	และระบุเพิ่มเติม

			• การมีข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบการบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ ให้ถือเป็นส่วนที่ประชุมหรือสารสนเทศของบริษัท - การมีข้อมูลความเสี่ยงและผลกระทบที่มีนัยสำคัญ ให้พิจารณาจัดเก็บสารไปยังสถานที่ปลอดภัยหรือให้บริการจัดเก็บไว้เป็นเอกสาร รายการสิ่งใดที่ใช้งานไม่ถึงภายนอก และจำเป็นต้องการเรื่องที่ถ้าหากจำไว้	
		10	ข้อ 5.3 เพิ่มข้อความ "นี้ถือเป็นข้อมูลสำคัญของบริษัท ความปลอดภัย และชื่อเสียงองค์กร" ข้อ 5.3.1 • ใช้ข้อความ Suggestion/ Complaint Form (F-(Q-SHE)-P-(Q-SHE)-004-01) แทน "แบบฟอร์มการรับเรื่องร้องเรียนเกี่ยวกับการละเมิดนโยบายด้านสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม" • เพิ่มข้อความ "และความต่อเนื่องทางธุรกิจ"	
			ข้อ 5.3.2 - เพิ่มข้อความ "และความต่อเนื่องทางธุรกิจ" - ใช้ข้อความ Suggestion/ Complaint Form (F-(Q-SHE)-P-(Q-SHE)-004-01) แทน "การรับเรื่องร้องเรียนเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และชื่อเสียงองค์กร" ข้อ 5.4.2 เพิ่มคำว่า "Suggestion / Complaint Form"	

		10-11	5.4.3 เพิ่มคำว่า "รายงานตามแบบฟอร์ม Suggestion / Complaint Form"	
		11	- ข้อ 5.4.4 ใช้คำว่า "กรมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย" - ข้อ 5.6 ตัดข้อความ "ดำเนินการชี้ชวนนิติบุคคลเข้าและตั้งกลุ่มใหม่"	
		13	ข้อ 7.0 เอกสารอ้างอิง เพิ่มข้อ 7.1 Suggestion / Complaint Form (F-(Q-SH)-P-(Q-SH)-004-011)	
		14	เปลี่ยนแปลง คำจำกัดความ ข้อ 3.1 โดย 1. เดิม - เพิ่มข้อความ "และผู้ตรวจสอบภายในบริหารระบบการบริหารความต่อเนื่องของธุรกิจ (BCMS)" - เปลี่ยนข้อความจาก 3 เป็น 4 - เพิ่มข้อความ "และระบบการบริหารความต่อเนื่องของธุรกิจ (BCMS)" 2. ข้อร้องเรียน เพิ่มเนื้อความ "และการกล่าวเรื่องการทุจริตธุรกิจ" 3. ข้อร้องเรียน เพิ่มเนื้อความ "และการกล่าวเรื่องการคุ้มครองผู้แจ้งเบาะแสทุจริต" 4. เพิ่มรายงานอุบัติเหตุ เพิ่มข้อความ "ถูกทิ่ม/ชนกระเด็นเข้าตา รวมทั้งสิ่งอุบัติเหตุอื่นๆ"	
3	22 พฤษภาคม 2568	ทั้งฉบับ	ปรับปรุงแบบฟอร์มการรับเรื่องร้องเรียนใหม่ ทางช่องทางเดียวกับการรับเรื่องร้องเรียนเดิม	อำนวย แสงจรูญ

สารบัญ

1. วัตถุประสงค์

เพื่อให้ขั้นตอนดำเนินงานการติดต่อสื่อสาร การมีช่องทางและให้ทำเป็นการต่างๆ ประชาสัมพันธ์ข้อมูลที่ถูกต้องและความปลอดภัย ระบบการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและระบบการบริหารความเสี่ยงต่อธุรกิจ ภายในและภายนอก ของกลุ่มบริษัท จีซีซี โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

2. ขอบเขต

ขั้นตอนการดำเนินงานนี้ใช้ใน กลุ่มบริษัท จีซีซี โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

3. หน้าที่และความรับผิดชอบ

3.1 ผู้จัดการฝ่าย/ผู้จัดการแผนก/หัวหน้างาน มีหน้าที่ดังนี้

- ที่จะต้องมีข้อมูลการสื่อสาร เรื่องที่ได้รับจากบุคลากรในการประชุมต่างๆ ภายในบริษัท ทั้งในส่วนของพนักงานและสภาพแวดล้อมในการทำงาน (Safety) เช่น ที่ประชุมผู้บริหาร ให้ผู้ได้รับมอบหมายรายงานต่อที่ประชุมรับทราบ
- เมื่อได้รับแจ้งข้อร้องเรียนเรื่องราวจาก MD ลิขิตรายงานผู้รับผิดชอบดำเนินการ วิเคราะห์หาสาเหตุ และดำเนินการแก้ไข / ป้องกันและแจ้งการดำเนินการแก้ไข
- รับข้อร้องเรียนจากลูกค้าและนำเสนอต่อที่ประชุมผู้บริหาร เพื่อรับทราบ ตรวจสอบ ติดตามการดำเนินการแก้ไข

3.2 Shift Supervisor, ผู้จัดการแผนกเรือเทียบท่า

- เมื่อมีเรื่องร้องเรียนเกี่ยวกับเรือ ให้ดำเนินการทันทีตั้งแต่ต้น อาทิเช่น การเกิดอุบัติเหตุบนเรือ เรือชนกับสิ่งกีดขวาง ให้ได้รับ การบริหารจัดการ ตามขั้นตอนการปฏิบัติงานประจำวัน (Daily) โรงงานขึ้นเทียบท่าและปล่อยเรือออกจากท่าเรือ
- รับเรื่องร้องเรียนเกี่ยวกับ การเกิดอุบัติเหตุ การบาดเจ็บ เกี่ยวกับคนงานภายในเรือ ตามขั้นตอนการปฏิบัติ ที่ระบุไว้ในคู่มือการปฏิบัติงานของเรือ
- การจดบันทึกข้อร้องเรียนเกี่ยวกับว่าด้วยเหตุการณ์ต่างๆ ภายในบริษัท การจัดทำรายงานต่างๆ ภายในบริษัท ต้องประสานงานกับแผนกที่เกี่ยวข้องดำเนินการแก้ไข ปรับปรุงทันที และเก็บตัวอย่างเพื่อการตรวจสอบและการป้องกัน / แก้ไขไม่ให้เกิดซ้ำ หรือหากไม่ได้ข้อมูลจะต้องรายงานไปยังผู้บริหารระดับสูงทันที

3.3 หน่วยงาน Credit and Security Management (Q-SH-CM)

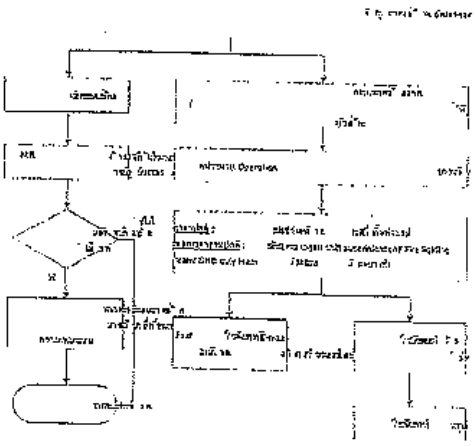
- นิติกรจัดเก็บ รวบรวมข้อมูลข่าวสารและติดตามข้อมูลคดีความข่าวกรองที่เกี่ยวกับข้อมูลกับลูกค้าเรื่องความเสี่ยงและรายงานผลการฟ้องร้องดำเนินคดีตามกระบวนการ

3.4 หน่วยงาน

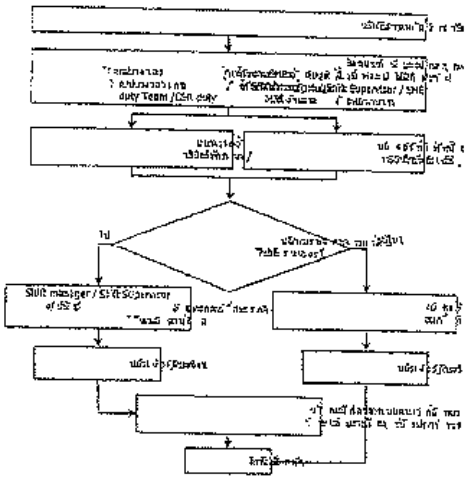
- หน่วยงานทุกหน่วยงานจะต้องรีบรายงานเหตุการณ์ต่างๆ ที่เกิดขึ้นภายในบริษัท ตามขั้นตอนการปฏิบัติงานประจำวัน (Daily Team / Daily Report) ซึ่งจะต้องมีการรายงานต่อที่ประชุมผู้บริหารระดับสูงทันที ตามขั้นตอนการปฏิบัติงานประจำวัน (Daily Team / Daily Report) ดังนี้
  - รายงานประจำวัน (Daily Report) ประจำวัน SHE ประจำสัปดาห์ / เดือน หรือ
  - รายงานประจำปี ให้ Shift manager / Shift Supervisor / ผู้จัดการแผนก / ผู้จัดการฝ่าย Daily Report

4. WORKFLOW

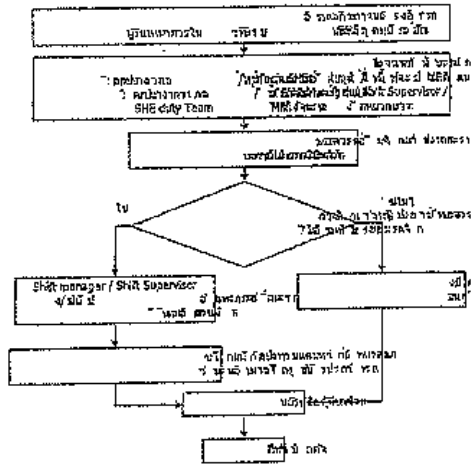
4.1 การปฏิบัติงานในแผนกและบริษัท



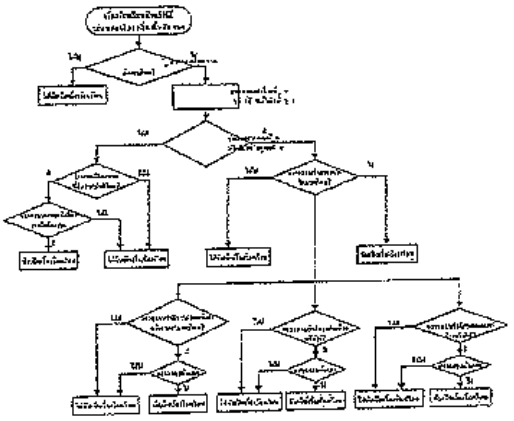
4.2 การปฏิบัติงานของเรือและภายในบริษัท



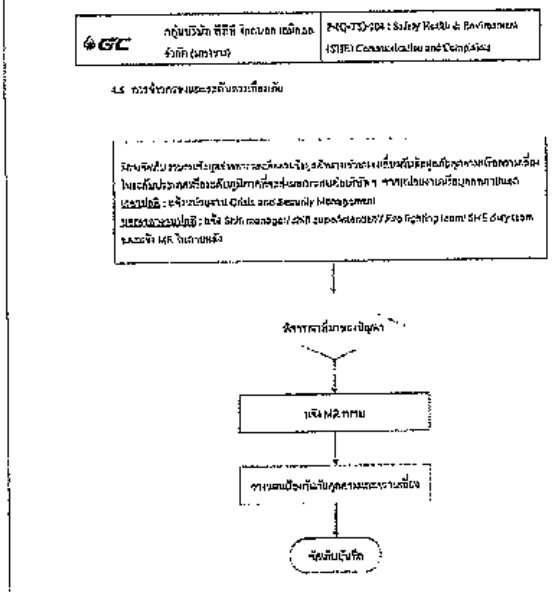
4.3 การรับเรื่องร้องเรียนจากภายในบริษัท



4.4 แผนผังการรับเรื่องร้องเรียน



4.5 การจำแนกประเภทและระดับความเสี่ยง



5. รายละเอียดการดำเนินการ

5.1 ความเชื่อมโยงกระบวนการบริหารงานของบริษัท

5.1.1 MR ดำเนินการให้มีการสื่อสารทั้งภายในและภายนอกองค์กร รวมถึงระบบการบริหารงานคุณภาพ ดังนี้

- บริเวณหน้าอาคารสำนักงานใหญ่ ตามประกาศฉบับที่ 1 ซึ่งเกี่ยวข้องกับการบริหารงานคุณภาพ
- ชี้แจงให้พนักงานได้รับทราบถึงผลการดำเนินงานจากกิจกรรมต่างๆ ผ่านการประชุมต่างๆ เช่น การประชุมเช้า หรือ Safety talk ทั้งนี้ยังรวมถึง สื่อต่างๆ เช่น Newsletter, Lesson Learned, Health News และ Environmental News อีกด้วย
- เผยแพร่ข้อมูลในเว็บไซต์ "ระบบงานประจำปี" (Annual Report) ที่ชื่อ Iamsai ของบริษัท
- จัดเตรียมช่องทางสำหรับผู้ที่ต้องการซื้อผลิตภัณฑ์ของบริษัท ยื่นคำร้องขอเข้าเยี่ยมชมโรงงานจากการประชุมและการสอบถามทางเว็บไซต์ของบริษัท ซึ่งจะมีพนักงานฝ่ายการตลาดนำเข้าการดำเนินงาน (กปน) ที่ได้รับการอบรมแล้วเข้าต้อนรับ
- ตรวจสอบข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบการบริหารงานคุณภาพ เช่น วิสัยทัศน์ พันธกิจ ค่านิยม ประชุมเพื่อทบทวนระบบคุณภาพ
- ตามนิยามของการเยี่ยมชมและการทดสอบที่ปฏิบัติงานจริง ให้ทีมงานวิศวะเชื่อมโยงไปยังภาคผนวก หรือไม่ และให้จัดทำแผนการติดตามไว้ด้วยเช่นกัน หากต้องมีการไปปฏิบัติงานภายนอก และกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำของคนที่ต้องการไว้

5.1.2 การปิดงานกิจกรรมเกี่ยวข้องกับลูกค้าและผู้ใช้ผลิตภัณฑ์ของบริษัท ซึ่งรวมถึงการติดตามผลการดำเนินงานของลูกค้า ซึ่งอาจมีการเยี่ยมชมสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ หรือโรงงานจำเป็นต้องมีเจ้าหน้าที่ที่ควบคุมให้ไม่ต่ำ หรือหน่วยงาน SHE ประจำพื้นที่ / MR ซึ่งการจะมีบุคลิกที่ชัด เช่น Shift manager / Shift Supervisor / Fire fighting team / SHE duty team ในกรณีการตรวจสอบน้ำดิบ และ เช่น MR ในการตรวจสอบ

5.2.2.3 ผ่านช่องทาง SHE ประจำชั้นที่ เช่น SHE Supervisor / SHE Manager / SHE day ฯลฯ โทรศัพท์ / FAX / E-mail แจ้ง ฯลฯ. โดยผู้ดำเนินการ ระบุระดับความสำคัญ และจัดเก็บเอกสารหลักฐานไว้เป็นเวลาอย่างน้อย 2 ปี

5.2.2.3 ผ่านช่องทางกล่องรับข้อร้องเรียน / ข้อเสนอแนะ / SHE ตามจุดที่ตั้งของโรงงานทั้งหมด

5.2 การรับเรื่องร้องเรียนจากภายนอกบริษัท

5.2.1 เมื่อพบเหตุการณ์ ควรมีการบันทึกเรื่องที่ต้องติดตามไว้ในรูปแบบที่สะดวกต่อการนำมาใช้งาน ซึ่งอาจเป็นเอกสารที่มีการประทับตราบริษัท หรือเป็นเอกสารที่ใช้ร่วมกันภายในบริษัท ให้ผู้รับเรื่องร้องเรียนนำเสนอ ตรวจสอบ ระบุปัญหาที่ต้องการประเมินเพื่อ

6. WORKFLOW KPI

- ไม่มี

7. เอกสารอ้างอิง

7.1 Suggestion/ Complaint Form (F-(Q-TS)-P-(Q-TS)-004-01)

8. ภาคผนวก

8.1 คำจำกัดความ

คณะ คือ ผู้บริหารบริษัท ตามการจัดตั้งคณะกรรมการ (EMR) และผู้บริหารบริษัทเพื่อพิจารณาประเมินการจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (OH&S MS) และผู้ตรวจสอบภายในทำการประเมินการปฏิบัติงานบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ (BCMS) เป็นผู้ควบคุมดูแลในการประเมินการปฏิบัติงาน 4 ระบบ คือ ระบบการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (ISO 45001) และ OHSAS 18001 และระบบการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม (ISO 14001) และระบบการบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ (ISO 22301) ใช้ในการปฏิบัติงานต่างๆ เนื่อง และให้ได้มีการพิจารณาตัดสินผลในเบื้องต้นจากผู้ใดผู้หนึ่ง เช่น บุคลากรที่ตระหนักถึงปัญหาที่ต้องการแก้ไขปรับปรุงการปฏิบัติงานด้านอาชีวอนามัย การปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ ที่เป็นประโยชน์ต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัท

ข้อร้องเรียน หมายถึง ประเด็นปัญหาที่เกิดขึ้นจากการกระทำผิดกฎหมายอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ ซึ่งมีผลกระทบต่อชื่อเสียงภาพลักษณ์ของบริษัท จีซีซี โกลบอล เทคนิคอล จำกัด (มหาชน) และการดำเนินงานของบริษัท

ข้อเสนอแนะ หมายถึง ประเด็นปัญหาที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ ซึ่งบริษัท จีซีซี โกลบอล เทคนิคอล จำกัด (มหาชน) ต้องการให้ผู้ปฏิบัติงานปฏิบัติตามข้อกำหนดที่ตั้งไว้ หรือมีการปรับปรุงเพิ่มเติมเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดเหตุการณ์ที่ไม่พึงประสงค์ต่างๆ ขึ้นในอนาคต

นิยามผู้ร้องเรียน หมายถึง ผู้ร้องเรียนหรือบุคคลที่ร้องเรียนเกี่ยวกับการกระทำผิดกฎหมายอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ ของบริษัท จีซีซี โกลบอล เทคนิคอล จำกัด (มหาชน) ในกรณีที่บริษัทไม่ทราบชื่อผู้ร้องเรียน ให้ระบุชื่อผู้ร้องเรียนว่าเป็นผู้ไม่ประสงค์ออกนาม ซึ่งทุกช่องทางเป็นช่องทางที่ไม่ต้องระบุตัวตน

ทีมงานเฉพาะกิจ หมายถึง ทีมงานที่ประกอบด้วยบุคลากรจากหลายฝ่าย/หน่วยงาน/ทุกฝ่าย/ทุกหน่วยงานนั้นๆ ซึ่งอาจมีการเพิ่มเติมจากฝ่าย/หน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องในเรื่องนั้นๆ ที่ได้รับมอบหมายจากผู้บริหารบริษัท จีซีซี โกลบอล เทคนิคอล จำกัด (มหาชน) ผู้ปฏิบัติงานตามใบโรงงาน

บริษัทฯ หมายถึง บริษัท จีซีซี โกลบอล เทคนิคอล จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือ

โรงงาน หมายถึง โรงงานของฝ่ายการผลิตในบริษัท จีซีซี โกลบอล เทคนิคอล จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือ

ภาย. หมายถึง การนิยามอุตสาหกรรมภายนอกอุตสาหกรรม และนิยามอุตสาหกรรมร่วมผลิตภัณฑ์ ได้แก่ นิยามอุตสาหกรรมการขายและวิศวกรรม นิยามอุตสาหกรรมการบริการ นิยามอุตสาหกรรมการผลิต นิยามอุตสาหกรรมการขนส่ง และอุตสาหกรรมของวิศวกร

8.2 ขั้นตอนปฏิบัติงาน

- ไม่มี

8.3 แผนผังกระบวนการ

- ไม่มี

➢23ข

เอกสารบันทึกสรุปข้อร้องเรียน
(ระหว่างเดือน มกราคม-มิถุนายน 2566)

GC

สรุปจำนวนข้อร้องเรียนด้านสิ่งแวดล้อม ประจำปี 2566

ข้อร้องเรียน	จำนวนข้อร้องเรียน(เดือน)												รวม(ปี)
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	
ด้านกลิ่น	0	0	0	0	0	0							0
ด้านเสียง	0	0	0	0	0	0							0
ด้านความร้อน	0	0	0	0	0	0							0

เอกสารสอบถามข้อร้องเรียนของโครงการ
(ระหว่างเดือน มกราคม-มิถุนายน 2566)

ที่ รย ๕๒๒๐๖/๑๕๗๗

สำนักงานเทศบาลเมืองมาบตาพุด
๙ ถนนเมืองใหม่มาบตาพุด สาย ๗
อำเภอเมือง จังหวัดระยอง ๒๑๑๕๐

๑๐ มีนาคม ๒๕๖๖

เรื่อง การตรวจสอบข้อร้องเรียนที่เกิดจากบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา ๗

เรียน ผู้จัดการส่วน หน่วยงาน SHE-Utilities

อ้างถึง หนังสือบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา ๗ ที่ ๐๘Q-SH-๐๐๗๕/๒๕๖๖ ลงวันที่ ๘ มีนาคม ๒๕๖๖

ตามหนังสือที่อ้างถึงบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา ๗ ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ ได้เข้าร่วมโครงการส่งเสริมความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมกับหน่วยราชการที่เกี่ยวข้อง การเข้าร่วมโครงการดังกล่าวนั้น ได้กำหนดเกณฑ์การตรวจประเมินในหัวข้อการพิจารณาติดตามข้อเรียนด้านสิ่งแวดล้อมและชุมชนที่เกิดขึ้น และได้ขอให้เทศบาลเมืองมาบตาพุดตรวจสอบข้อร้องเรียนด้านสิ่งแวดล้อมและชุมชนที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานของบริษัทฯ ตั้งแต่วันที่ ๑ มกราคม พ.ศ. ๒๕๖๓ ถึงปัจจุบัน นั้น

เทศบาลฯ ได้ตรวจสอบแล้ว ตั้งแต่วันที่ ๑ มกราคม พ.ศ. ๒๕๖๓ ถึงปัจจุบัน ไม่พบมีข้อร้องเรียนจากบริษัทฯ แต่อย่างใด

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

ขอแสดงความนับถือ

[redacted]

สำนักสาธารณสุขและสิ่งแวดล้อม
งานควบคุมมลพิษและเหตุรำคาญ
โทร./โทรสาร ๐-๓๘๖๘-๕๕๖๐
ไปรษณีย์อิเล็กทรอนิกส์ sarabun_04210103@dla.go.th

"ยึดมั่นธรรมาภิบาล บริการเพื่อประชาชน"

➢24ข

เอกสารการแต่งตั้งคณะทำงานประสานงาน
ให้คำปรึกษาด้านสิ่งแวดล้อม
ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
(คณะเดิม)

คำสั่งการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
ที่ ๓๓๔ /๒๕๖๕
เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการมวลชนสัมพันธ์และสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท
พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ตามที่ได้มีคำสั่งการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ที่ ๑๒๗/๒๕๕๖ เรื่อง แต่งตั้งคณะทำงานประสานงานให้คำปรึกษาด้านสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) นั้น

เพื่อให้องค์ประกอบและหน้าที่อำนาจของคณะกรรมการฯ สอดคล้องกับมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด และเป็นไปตามโครงสร้างปัจจุบันขององค์กร อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๒๘ แห่งพระราชบัญญัติการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๒๒ จึงให้ยกเลิกคำสั่งดังกล่าวข้างต้น และแต่งตั้งคณะกรรมการมวลชนสัมพันธ์และสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ขึ้นใหม่ โดยมีองค์ประกอบหน้าที่และอำนาจ ดังต่อไปนี้

๑. องค์ประกอบ

๑.๑	ผู้อำนวยการสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมตับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)	ประธานกรรมการ
๑.๒	ผู้อำนวยการสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด	รองประธานกรรมการ
๑.๓	ผู้อำนวยการศูนย์ควบคุมมลพิษจังหวัดระยอง กรมควบคุมมลพิษ	กรรมการ
๑.๔	สาธารณสุขจังหวัดระยอง	กรรมการ
๑.๕	ผู้อำนวยการสำนักงานทรัพยากรธรรมชาติ และสิ่งแวดล้อม จังหวัดระยอง	กรรมการ
๑.๖	นายกเทศมนตรีเทศบาลเมืองมาบตาพุด	กรรมการ
๑.๗	นายกเทศมนตรีเทศบาลเมืองบ้านฉาง	กรรมการ
๑.๘	นายกเทศมนตรีตำบลบ้านฉาง	กรรมการ
๑.๙	กำนันตำบลบ้านฉาง	กรรมการ
๑.๑๐	ผู้ใหญ่บ้านหมู่ ๑ ตำบลบ้านฉาง	กรรมการ
๑.๑๑	ผู้ใหญ่บ้านหมู่ ๒ ตำบลบ้านฉาง	กรรมการ
๑.๑๒	ประธานชุมชนในพื้นที่เทศบาลเมืองมาบตาพุด จำนวน ๓ คน	กรรมการ
๑.๑๓	ผู้แทนชุมชนในเขตเทศบาลเมืองมาบตาพุด จำนวน ๙ คน	กรรมการ
๑.๑๔	ผู้แทนชุมชนในเขตเทศบาลเมืองบ้านฉาง จำนวน ๓ คน	กรรมการ

/๑.๑๕ ผู้แทน...

๑.๑๕ ผู้แทนชุมชนในเขตเทศบาลตำบลบ้านฉาง จำนวน ๓ คน — กรรมการ

๑.๑๖ ผู้แทนกลุ่มประมงเรือเล็ก — กรรมการ

๑.๑๗ ผู้แทนสื่อมวลชนท้องถิ่น จังหวัดระยอง — กรรมการ

๑.๑๘ ผู้แทนโครงการกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) — กรรมการและเลขานุการ

ให้คณะกรรมการฯ มีวาระการดำรงตำแหน่งคราวละ ๔ ปี และดำรงตำแหน่งติดต่อกันไม่เกิน ๒ วาระ

๒. หน้าที่และอำนาจ

๒.๑ ประสานงานและกำกับดูแลให้โครงการฯ ดำเนินการโดยไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

๒.๒ ให้คำปรึกษา เสนอแนะแนวทาง และประสานงานแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อมและข้อร้องเรียนของชุมชนอันเนื่องมาจากการดำเนินงานของโครงการฯ

๒.๓ พิจารณาและให้ข้อคิดเห็นต่อขั้นตอนและวิธีการดำเนินงานที่อาจก่อให้เกิดผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตลอดจนประสานงานกับหน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

๒.๔ เชิญบุคคลหรือเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้ข้อมูล คำปรึกษา หรือข้อเสนอแนะได้ตามความจำเป็น

๒.๕ ในกรณีที่มีการก่อสร้างและทดลองเดินเครื่อง ให้บริษัทฯ นำเสนอความก้าวหน้าโครงการฯ ต่อคณะกรรมการฯ ตามความเหมาะสม

๒.๖ จัดให้มีการส่งเสริมความรู้ หรือเสริมสร้างความเข้าใจเกี่ยวกับการจัดการสิ่งแวดล้อมให้แก่ประชาชนและชุมชนอย่างต่อเนื่อง

๒.๗ พิจารณาจัดทำแผนงานประชาสัมพันธ์และความรับผิดชอบต่อสังคมของโครงการฯ ทั้งระยะสั้น ระยะยาว และแบบชั่วคราว ให้เหมาะสมกับชุมชน

๒.๘ พิจารณาการชดเชยและเยียวยา หากเป็นปัญหาที่พิสูจน์แล้วว่าเกิดจากการดำเนินงานของโครงการฯ

๒.๙ จัดให้มีการอบรม ให้ความรู้ การดูงานภายใน ๖ เดือน นับแต่วันที่คำสั่งนี้มีผลใช้บังคับและในทุก ๒ ปี เพื่อเพิ่มเติมความรู้ใหม่หรือตามความเหมาะสม

๒.๑๐ กำหนดให้มีวาระการประชุมอย่างน้อยปีละ ๒ ครั้ง หรือมากกว่า หากมีเหตุจำเป็นเร่งด่วน เพื่อติดตามผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม และแผนมวลชนสัมพันธ์ของโครงการฯ

ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

สั่ง ณ วันที่ ๗ มิถุนายน พ.ศ. ๒๕๖๕

[redacted]

เอกสารสรุปการประชุมคณะทำงานประสานงาน
ให้คำปรึกษาด้านสิ่งแวดล้อม
ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
(คณะเดิม)

รายงานการประชุมคณะกรรมการมวลชนสัมพันธ์และสิ่งแวดล้อม

กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

เรื่อง ประชุมคณะกรรมการมวลชนสัมพันธ์และสิ่งแวดล้อม กลุ่ม บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

ครั้งที่ 1/2566

วันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2566

สถานที่ โรงแรมพลูแมน จังหวัดชลบุรี

<u>รายนามผู้เข้าประชุม</u>

[redacted]

ผู้อำนวยการสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเวชเอตะวันออก (มาบตาพุด)

ผู้แทน ผู้อำนวยการสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด

ผู้แทน นายกเทศมนตรีเทศบาลเมืองมาบตาพุด

ผู้แทน นายกเทศมนตรีเทศบาลเมืองบ้านฉาง

ผู้แทน นายกเทศมนตรีตำบลบ้านฉาง

กำนันตำบลบ้านฉาง

ผู้แทน ผู้ใหญ่บ้านหมู่ 1 ตำบลบ้านฉาง

ผู้ใหญ่บ้านหมู่ 2 ตำบลบ้านฉาง

ประธานชุมชนอิสลาม

ผู้แทน ประธานชุมชนมาบชลูด-ชากกลาง

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.มาบตาพุด

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.มาบตาพุด

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.มาบตาพุด

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.มาบตาพุด

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.มาบตาพุด

[redacted]

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.มาบตาพุด

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.มาบตาพุด

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.บ้านฉาง

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.บ้านฉาง

ผู้แทนชุมชนเขต ทม.บ้านฉาง

ผู้แทนชุมชนเขต ทต.บ้านฉาง

ผู้แทนชุมชนเขต ทต. บ้านฉาง

ผู้แทนชุมชนเขต ทต. บ้านฉาง

สมาคมครอบครัวข่าวจังหวัดระยอง

กรรมการกิตติมศักดิ์

ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานคุณภาพ ความปลอดภัย

อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม

ผู้จัดการส่วนหน่วยงานชุมชนสัมพันธ์

ผู้จัดการฝ่าย หน่วยงานอาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม

ผู้จัดการส่วน หน่วยงานอาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม

ผู้จัดการฝ่ายโรงงาน อีเทนแครกเกอร์ (Olefins Plant ๓)

ผู้แทนโรงงาน แอลดีพีอี (LDPE)

ผู้จัดการส่วนโรงงาน จีซีไกลคอน (GC Glycol)

ผู้จัดการฝ่ายโรงงาน ฟีนอล (Phenol) PH-P1

ผู้จัดการฝ่ายโรงงาน จีซีออกซิเรน จำกัด (GC Oxirane)

ผู้จัดการฝ่ายโรงงาน จีซี โพลีออลส์ จำกัด (GC Polyols)

ผู้จัดการส่วนโรงงาน โพลีสไตรีน (GC Polstyrem)

ผู้จัดการฝ่ายโรงงาน จีซี-เอ็ม พีทีเอ (GC MPTA)

ผู้แทนโรงงาน คูราเร่ จีซี แอดวานซ์ แมททีเรียลส์ จำกัด (KGC)

และคูราเร่ แอดวานซ์ เคมิคอล จำกัด (KAC)

ผู้จัดการส่วน SHE โรงงาน ผลิตไฟฟ้าและสาธารณูปโภค

ผู้จัดการส่วน SHE โรงงาน อะโรเมติกส์ 1 (สาขา 4)

ผู้จัดการส่วน หน่วยงานบริการสิ่งแวดล้อม

วาระที่ 1 : เรื่องแจ้งเพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
[redacted]	ร่วมดำเนินงานกลุ่มมาบตาพุด กล่าวเปิดประชุมต้อนรับ คณะทำงานฯทุกท่านในการประชุม ครั้งที่ 1/2566	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

วาระที่ 2 : รับรองรายงานการประชุมครั้งที่ 5/2565

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
2.1	มติที่ประชุม : รับรองรายงานการประชุม ครั้งที่ 5/2565	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

วาระที่ 3 : เรื่องสืบเนื่องจากการประชุมครั้งที่ 5/2565

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
-	ไม่มีวาระสืบเนื่อง	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

วาระที่ 4 : การดำเนินของกลุ่ม PTT Global Chemical

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1	รายงานการเดินเครื่องโรงงาน กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล 4.1.1 รายงานการเดินเครื่องโรงงานโอเลฟินส์ 3 (Ethane Cracker) โดยคุณสืบแก้ว เทพคำดี รายงานการเดินเครื่องการผลิต ดังนี้ - ในช่วงเดือนธันวาคม 2565 ถึง วันที่ 31 มกราคม 2566 การเดินเครื่องโรงงานเป็นไปโดยปกติไม่มีอุบัติเหตุและไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1 (ต่อ)	<u>4.1.2 รายงานการเดินเครื่องโรงงาน แอลแอลดีพีอี (LLDPE)</u> โดยเลขาฯที่ประชุม รายงานการเดินเครื่องการผลิต ดังนี้ <u>โรงงาน LLDPE 1</u> ☐ วันที่ 1-21 ธันวาคม 2565 ที่ผ่านมาได้มีการหยุดเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ (commercial shutdown) เป็นไปตามแผนการจัดวัตถุดิบ ☐ วันที่ 22 ธันวาคม 2565 ถึง วันที่ 7 มกราคม 2566 เป็นการเดินเครื่องจักรปกติเช่นกัน ☐ วันที่ 8-17 มกราคม 2566 ที่ผ่านมามีแผนหยุดเดินเครื่องผลิตเชิงพาณิชย์ ☐ วันที่ 18 มกราคม 2566 ถึง ปัจจุบัน การเดินเครื่องจักรปกติ <u>โรงงาน LLDPE 2</u> ☐ วันที่ 1 ธันวาคม 2565 ถึง วันที่ 9 มกราคม 2566 มีการหยุดเดินเครื่องและมีการเดินเครื่องปกติ ☐ วันที่ 30-31 มกราคม 2566 ที่ผ่านมามีการหยุดเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ตามแผนการจัดวัตถุดิบ <u>4.1.3 รายงานการเดินเครื่องโรงงาน แอลดีพีอี (LDPE)</u> โดยคุณกิตติศักดิ์ พรหมศรี รายงานการเดินเครื่องการผลิต ดังนี้ ☐ วันที่ 8 – 9 ธันวาคม 2565 โรงงานหยุดเดินเครื่องเพื่อตรวจสอบระบบ High Pressure Pump ☐ วันที่ 10-24 มกราคม 2566 โรงงานเดินเครื่องเป็นปกติตามแผนการผลิต โดยไม่มีอุบัติเหตุ และผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ☐ วันที่ 25 มกราคม - 5 กุมภาพันธ์ 2566 โรงงานหยุดเดินครื่องตามแผนเพื่อซ่อมบำรุงประจำปี	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1 (ต่อ)	<u>4.1.4 รายงานการเดินเครื่องโรงงาน จีซี ไกลคอล (GC Glycol) (GC16)</u> โดยคุณอำพร เกตุจรุง รายงานการเดินเครื่องการผลิต ดังนี้ <u>หน่วยผลิตเอทธิลีนออกไซด์/เอทธิลีนไกลคอล (EO/EG Plant)</u> ☐ วันที่ 13 มกราคม 2566 หยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุงเครื่องจักร (Shutdown) **<u>หน่วยผลิตเอทานอลเอมีน (EA Plant)</u>** ☐ วันที่ 6 ธันวาคม 2565-12 มกราคม 2566 หยุดเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ (Commercial Shutdown) ☐ วันที่ 13 มกราคม-20 มีนาคม 2566 หยุดเพื่อซ่อมบำรุงเครื่องจักร (Shutdown) <u>4.1.5 รายงานการเดินเครื่องโรงงาน ฟีนอล (Phenol) (GC18)</u> [redacted] ☐ เดือน ธ.ค. 65-ม.ค. 66 เดินเครื่องการผลิตปกติ โดย ○ หยุดซ่อมบำรุงตามแผน ระหว่างวันที่ 9-17 ธ.ค. 65 และกลับมาเดินเครื่องตามปกติ ○ มีแผนหยุดซ่อมบำรุงตามแผน ระหว่างวันที่ 22 ก.พ.- 7 ก.พ. 66 <u>หน่วยผลิตสารบิสฟีนอล เอ</u> ☐ เดือน ธ.ค. 65-ม.ค. 66 เดินเครื่องการผลิตปกติ โดยมีแผนหยุดซ่อมบำรุงตามแผน ระหว่างวันที่ 21-28 ก.พ. 66	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1 (ต่อ)	<u>4.1.6 รายงานการเดินเครื่องโรงงาน จีซี ออกซิเรน จำกัด</u> <u>(GC Oxirane) (GC19)</u> [redacted] ☐ ระหว่างวันที่ 17 ตุลาคม - 15 ธันวาคม 2565 โรงงานหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุงใหญ่ (Turnaround) โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ☐ ระหว่างวันที่ 16 ธันวาคม 2565 - 24 มกราคม 2566 เดินเครื่องปกติ โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ☐ ระหว่างวันที่ 25 มกราคม - 17 มีนาคม 2566 โรงงานมีการหยุดการเดินเครื่องเพื่อการพาณิชย์ โดยจะปฏิบัติตามมาตรการด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด <u>4.1.7 รายงานการเดินเครื่องโรงงาน จีซี โพลีออลส์ จำกัด</u> <u>(GC Polyols)</u> [redacted] ☐ กระบวนการผลิตเดือนธันวาคม 2565 - มกราคม 2566 เดินเครื่องปกติ โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ☐ ระหว่างวันที่ 19 มกราคม - 13 มีนาคม 2566 มีการหยุดเดินเครื่องการผลิตเพื่อการพาณิชย์ และซ่อมบำรุงเครื่องจักร โดยจะปฏิบัติตามมาตรการด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด <u>4.1.8 รายงานการเดินเครื่องโรงงานโพลิสไตรีน (สาขา17)</u> <u>(GC Polystyrene)</u> [redacted] ☐ วันที่ 1 ธันวาคม 2565 - 31 มกราคม 2566 มีการเดินเครื่องเป็นปกติ "โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม"	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1 (ต่อ)	<u>4.1.9 รายงานการเดินเครื่องโรงงาน จีซี – เอ็ม พีทีเอ จำกัด (GC –MPTA)</u> [redacted] - สายการผลิตที่ 1 มีแผนหยุดซ่อมบำรุงตามแผนประจำปี 2566 วันที่14 มกราคม ถึง วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2566 ซึ่งได้ดำเนินการแล้วเสร็จและไม่มีอุบัติเหตุและไม่มีผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม - สายการผลิตที่ 2 เดินเครื่องปกติและมีแผนหยุดซ่อมบำรุง วันที่ 1 มีนาคม ถึง วันที่ 4 เมษายน 2566 <u>4.1.10 รายงานการเดินเครื่องโรงงาน ไทย อีทอกซีเลท จำกัด (TEX)</u> โดยเลขาฯที่ประชุม รายงานการเดินเครื่องการผลิต ดังนี้ - วันที่ 1 ธันวาคม 2565 ถึง วันที่ 12 มกราคม 2566 ที่ผ่านมามีการเดินเครื่องปกติต่อเนื่อง - วันที่ 13 มกราคม ถึง วันที่ 31 มีนาคม 2566 มีแผนการหยุดซ่อมบำรุงตามกำหนดเวลาและมีการแจ้งให้ทางชุมชนรับทราบเรียบร้อยแล้ว <u>4.1.11 รายงานการเดินเครื่อง โรงงาน คูราเร่ จีซี แอดวานซ์ แมททีเรียลส์ จำกัด (KGC) และคูราเร่ แอดวานซ์ เคมิคอล จำกัด (KAC)</u> [redacted]มีนี้ - วันที่ 1 ธันวาคม 2565 - 31 มกราคม 2566 เป็นช่วงหยุดเดินเครื่องการผลิตเพื่อปรับปรุงเครื่องจักรของบริษัท KGC และ KAC - วันที่ 1 ธันวาคม 2565 โรงงานผลิตไอโซพรีนอลและอนุพันธ์ (KAC) หยุดเดินเครื่องผลิต และมีแผนจะกลับมาเดินเครื่องการผลิตประมาณวันที่ 10 มีนาคม 2566 - วันที่ 3 ธันวาคม 2565 โรงงานผลิตยางเทอร์โมพลาสติก (KGC) หยุดเดินเครื่องผลิต และมีแผนจะกลับมาเดินเครื่องการผลิตประมาณวันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2566	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1 (ต่อ)	☐ วันที่ 16 ธันวาคม 2565 โรงงานผลิตพอลิเอไมด์ชนิดพิเศษ (KGC) หยุดเดินเครื่องผลิต และมีแผนจะกลับมาเดินเครื่องการผลิตประมาณวันที่ 7 กุมภาพันธ์ 2566 <u>4.1.12 รายงานการเดินเครื่องโรงงาน ผลิตไฟฟ้า และสาธารณูปโภค 1 (PTTGC 2)</u> โดยคุณอนันต์ สุขแท้ รายงานการเดินเครื่องการผลิต ดังนี้ ☐ หน่วยงานสาธารณูปโภคมีแผนหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประจำปีเพื่อตรวจสอบตามกฎหมายโดยมีรายละเอียดดังนี้ ☐ H-3704 ระหว่างวันที่ 5-16 ธันวาคม 2565 และ วันที่ 1-20 มกราคม 2566 ☐ H-3708 ระหว่างวันที่ 14-15 ธันวาคม 2565 และ วันที่ 21-22 มกราคม 2566 ☐ H-3709 ระหว่างวันที่ 23-29 มกราคม 2566 ☐ H-3910 ระหว่างวันที่ 1-3 ธันวาคม 2565 ☐ H-3711 ระหว่างวันที่ 9-14, 17-23 ธันวาคม 2565 ในการปฏิบัติงานไม่มีผลกระทบทางด้านเสียง ด้านสิ่งแวดล้อมต่างๆและมีความเรียบร้อยเป็นอย่างดี [redacted] ☐ เดือนธันวาคม 2565 ถึง เดือนมกราคม 2566 ดำเนินการได้ปกติไม่มีอุบัติเหตุไม่มีผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม <u>ข้อคิดเห็นในที่ประชุม</u> [redacted] เกี่ยวกับเรื่อง ดังนี้ ☐ ข้อที่ 1 โรงงาน PE เดิมที่ทำการติดตั้ง Enclose Ground Flare เมื่อก่อนเรามี Flare แบบเดิมและได้รับผลกระทบอยากทราบว่าเมื่อมี Enclose Ground Flare ขึ้นมาแล้วซึ่งมีการติดตั้งไม่กี่แห่งในประเทศไทยอยากทราบว่าผลของการของการติดตั้งทำให้ลดผลกระทบประมาณกี่เปอร์เซ็นต์ อยากทราบถึงถึงข้อดีและข้อเสียต่างๆพร้อมทั้งขอให้รายงานครั้งหน้า	ทุกท่าน คณะทำงาน GC	เพื่อทราบ เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1 (ต่อ)	☐ ข้อที่ 2 สาร VOCs ที่โรงงาน Aromatic ใช้งบประมาณ 70 ล้านในการติดตั้ง VRU เพื่อลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมเกี่ยวกับ VOCs ได้ผลเป็นอย่างไร อยากให้บริษัทนำผลข้อมูลนี้มานำเสนอ เนื่องจากมีผู้ที่ไม่เข้าใจที่อยู่นอกพื้นที่บางส่วนเริ่มพูดเรื่อง VOCs และเรื่องดังกล่าวกำลังจะกลับมา [redacted] เร็ง ว่าคนภายนอกคิดว่าสารที่ก่อให้เกิดมะเร็งส่วนใหญ่เกิดมาจากทางมาบตาพุดเป็นส่วนมากแต่ที่จริงแล้วมาจากทางแกลงทั้งนี้จึงอยากให้มีการประชาสัมพันธ์ที่จริงจังและต่อเนื่องเพราะสาเหตุที่คนส่วนใหญ่เข้าใจผิดหรือสื่อมีการนำเสนอออกไปนั้นมาจากการที่เราขาดการประชาสัมพันธ์หรือการสื่อสารที่จริงจัง	คณะทำงาน GC	เพื่อทราบ
4.2	<u>รายงานความก้าวหน้า EIA โครงการของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)</u> โดยเลขาฯ ที่ประชุม ดังนี้ ☐ โครงการการผลิตสารฟีนอล (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3) ○ อยู่ระหว่างการเพิ่มเติมข้อมูลตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการผู้ชำนาญการ	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.2 (ต่อ)	☐ โครงการท่าเทียบเรือของโรงกลั่นน้ำมันระยอง (เปลี่ยนแปลงครั้งที่1) (GC สาขา 6 โรงกลั่นน้ำมัน) ○ เสนอรายงานฯ ให้สำนักงานเจ้าท่าภูมิภาคระยอง เมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2565 ○ อยู่ระหว่างการพิจารณาของกรมเจ้าท่า ☐ โครงการโรงงานผลิตสารบิสฟีนอล เอ (ส่วนขยาย ครั้งที่ 2) ○ เข้าพิจารณาในคณะกรรมการผู้ชำนาญการ เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2565 ได้รับความเห็นชอบแล้ว ☐ โครงการโรงงานผลิตอิพิ๊อกซีเรซิน ○ ปัจจุบันมีการจัดประชุมความเห็นครั้งที่ 2 ไปแล้ว เมื่อวันที่ 17-19 มกราคม 2566	ทุกท่าน	เพื่อทราบ
4.3	<u>การดำเนินงานด้านมวลชนสัมพันธ์ ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล</u> [redacted] สัมพันธ์ ดังนี้ <u>4.3.1 ด้านการศึกษาและเยาวชน</u> ☐ ในช่วง2เดือนที่ผ่านมา GC Group จัดกิจกรรมอบรมให้ความรู้แนะแนวการศึกษาผ่าน 4 กิจกรรม ให้แก่ 14 โรงเรียนในพื้นที่จังหวัดระยอง ได้แก่ ○ โครงการอบรมสารเคมี ○ โครงการด้านสุขภาพ GC สุขภาพดีใจสารเคมีชีวีปลอดภัย จัดกิจกรรมต่อเนื่องเป็นปีที่ 6 โดยจัดร่วมกับโรงงานของ GC และมีการพัฒนาด้านการศึกษาภายใต้ ○ โครงการโรงเรียนประชารัฐ ○ โครงการแนะแนวสายอาชีพให้กับน้องๆ ในโรงเรียนที่ร่วมกับ	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.3 (ต่อ)	❒ โครงการเพื่อชุมชนคนอาชีวะปีที่ 4 เพื่อเป็นการแนะแนวสายอาชีวให้กับเด็กในจังหวัดระยอง GC มอบงบประมาณสนับสนุนกิจกรรมและทุนการศึกษา ○ ร่วมกับกลุ่ม ปตท.ในการมอบทุนการศึกษาให้กับบุตรหลานที่อยู่ในเขต เทศบาลตำบลบ้านฉาง จำนวน 170 ทุน เป็นจำนวนเงิน 750,000 บาท ○ สนับสนุนโครงการการบรรเทาอุปสมบท99รูปเพื่อถวายพระพรชัยองค์ภาฯให้หายประชวร ○ สนับสนุนโครงการพัฒนาการด้านกิจกรรมเสริมประสบการณ์ 8 กลุ่มสาระและปฐมวัยโรงเรียนเทศบาลมาบตาพุด ○ ร่วมกับกลุ่มปตท.และบริษัทต่างๆของ GC Group เข้าร่วมกิจกรรมในวันเด็กและสนับสนุนของขวัญวันเด็กให้กับหน่วยงานต่างๆในจังหวัดระยองรวมถึงองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นในพื้นที่ 17 เขตเทศบาล, ชุมชนและโรงเรียน นอกจากนี้ยังรวมถึงโรงเรียนต่างๆในพื้นที่ทั้งในเขตและบริเวณรอบนอกที่มีการจัดกิจกรรมในวันเด็กในช่วงที่ผ่านมา <u>4.3.2 ด้านความปลอดภัย</u> ❒ อบรมทบทวนแผนป้องกันสาธารณภัยและวางแผนฉุกเฉินให้กับโรงเรียนวัดชากลูกหญ้า, ชุมชนวัดชากลูกหญ้า, ชุมชนซอยศีรีและชุมชนชากลูกหญ้า ❒ ปรับปรุงภูมิทัศน์ ซ่อมบำรุงระบบไฟฟ้าให้กับทางโรงเรียนบ้านหนองแฟบ ❒ ช่วงเทศกาลปีใหม่ที่ผ่านมาได้มอบน้ำดื่มเพื่อสนับสนุนการปฏิบัติงานให้กับเจ้าหน้าที่ในช่วง7วันอันตราย โดยมอบให้ชุมชนนิคมพัฒนาและ สก.บ้านฉาง	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.3 (ต่อ)	<u>4.3.3 ด้านเศรษฐกิจ</u> ☐ โครงการธรรมศาสตร์โมเดล รุ่นที่ 8 โดยร่วมกับสมาคมเพื่อนชุมชน ☐ จัดกิจกรรมผ่านรายการ @My way จัดทำสื่อประชาสัมพันธ์ร้าน Handmade a Nature Art พื้นที่บ้านฉาง ☐ โครงการติดตั้ง "โซล่าเซลล์" เพื่อช่วยสนับสนุนโครงการเลี้ยงปูในคอนโด ซึ่งโครงการดังกล่าวได้ดำเนินการร่วมกับท่านเจ้าอาวาสหนองแฟบ ☐ ส่งมอบโรงเรือนพลาสติก Functional Green House Film ให้แก่กลุ่มวิสาหกิจสวนเกษตรผสมผสานฐานเรียนรู้สวนคุณย่าชุมชน บ้านหนองแฟบ ☐ โครงการ GC Marketplace ตลาดนัดสัญจร Onsite ในโรงงานจำนวน 2 แห่ง ได้แก่ PPCL , GCM PTA ☐ ตลาดวันสุข @PTT AuTo OnE เนินสำลี ครั้งที่ 3-4 ในวันที่ 9 และ 23 ธันวาคม 2565	ทุกท่าน	เพื่อทราบ
4.3 (ต่อ)	<u>4.3.4 ด้านสุขภาพ</u> ☐ สนับสนุนหุ่นฝึกช่วยฟื้นคืนชีพทารกให้แก่แก่โรงพยาบาลเฉลิมพระเกียรติสมเด็จพระเทพรัตนราชสุดาฯ สยามบรมราชกุมารี ระยอง ☐ ส่งมอบถุงกระดาษมือสอง แก่ศูนย์บริการสาธารณสุขเนินพยอม (ตึกM) เพื่อใช้เป็นถุงใส่ยาหมุนเวียนให้ผู้ป่วยทดแทนการใช้ถุงพลาสติก ☐ สนับสนุนงบประมาณโครงการอบรมอาสาสมัครสาธารณสุขประจำหมู่บ้าน (อสม.) ทม.มาบตาพุด <u>4.3.5 ด้านสิ่งแวดล้อม</u> ☐ จัดกิจกรรมปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำโดยร่วมกับกลุ่มวิสาหกิจประมงมาบตาพุด- บ้านฉาง โดยปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำไปทั้งหมด 2,150,000 ตัว	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.3 (ต่อ)	☐ รับคณะเยี่ยมชมและดูงาน โครงการ Community Waste Model โดยมีตัวแทนจากมูลนิธิคีนันแห่งเอเชีย (KENAN) บริษัท NatureWorks กองเรือยุทธการ คณะอาจารย์และนักศึกษาฝรั่งเศสจากสถาบัน ECAM LaSalle ☐ มอบมอบปุ๋ยมูลไส้เดือน และต้นพันธุ์ไผ่ยักษ์ แก่วิสาหกิจชุมชนสวนเกษตรผสมผสานฐานเรียนรู้สวนคุณย่า ☐ รับมอบประกาศนียบัตรองค์กรภาคเอกชนที่ให้การสนับสนุนกิจกรรมด้านสิ่งแวดล้อมในงานวันสิ่งแวดล้อมไทย <u>4.3.6 ด้านการสื่อสารและสร้างความเข้าใจ</u> ☐ ลงพื้นที่สื่อสารชี้แจงข่าวสื่อสารงานซ่อมบำรุง SD Phenol 2 ☐ ลงพื้นที่แจ้งข่าวสื่อสารงานซ่อมบำรุงร่วมกับบริษัท GC Polyols ☐ ลงพื้นที่แจ้งข่าวสื่อสารหยุดเดินเครื่องการผลิตร่วมกับบริษัทGC Oxirane ☐ ลงพื้นที่ชี้แจงความคืบหน้าการสอบสวนภายในกรณีเพลิงไหม้จากรั้วด้านใน GCME ☐ ลงพื้นที่ตรวจสอบผลกระทบเรื่องกลิ่นต่อชุมชน <u>4.3.7 สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน</u> ☐ GC มอบงบสนับสนุน ร่วมงานตามประเพณีและร่วมงานแสดงความยินดี ของชุมชนและหน่วยงานราชการต่างๆ ภายในเขตพื้นที่จังหวัดระยอง ☐ GC มอบงบสนับสนุนมอบเงินสนับสนุน กิจกรรมศึกษาดูงานด้านการแปรรูปอาหารกลุ่มแม่บ้านชุมชนหนองน้ำเย็น ☐ มอบงบประมาณสนับสนุนกิจรรมวันรวมน้ำใจสู่นูรุ้ลฮิดายะห์ ประจำปี 2565 และมอบงบประมาณสนับสนุนการเดินทางไปประกอบพิธีฮัจย์ ณ ประเทศซาอุดิอาระเบีย ☐ สนับสนุนกิจกรรมวัดโขดหิน/วัดกรอกยายชา/วัดชอยคีรี	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.3 (ต่อ)	☐ GC ลงพื้นที่สวัสดีปีใหม่ 2566 20 หน่วยงานราชการ 48 ชุมชน ☐ GC ร่วมกิจกรรมประเพณีทำบุญข้ามหลาม ประจำปี 2566 45 ชุมชน <u>**ข้อคิดเห็นในที่ประชุม**</u> คุณสุทธา เหมสถล ผู้แทนชุมชนเขตเทศบาลตำบลบ้านฉาง 15 ชุมชน กล่าวขอบคุณทีมงาน CSR ในเรื่องงานมวลชนสัมพันธ์และการดูงานตลาดหัวปี <u>ข้อสำคัญที่ 1</u> คือชุมชนกลับมาให้ความร่วมมือไปในทิศทางเดียวทั้ง 15 ชุมชน หลังจากที่เกิดความไม่เข้าใจกันเล็กน้อยอยากเจ้งว่ากระบวนการของการจัดการงานมวลชนสัมพันธ์เป็นสิ่งที่สำคัญและบางเรื่อง ที่ GC Group และ GC จะสังเกตได้ที่ผู้นำกล่าวว่า GC 16, GC 19 เราจำไม่ได้สมัยก่อนจำได้แต่ไกลคอล,ฟีนอล เพราะฉะนั้นเข้าใจในเรื่องของกิจกรรมที่ทางบริษัทรวมกลุ่มดำเนินการจัดกิจกรรมมากมายแต่ในขณะเดียวกันบางโรงที่เป็นโรงใหญ่ๆเช่น ฟีนอล มีความเห็นว่าควรจะดำเนินการในนามของฟีนอล ก็ควรมีการออกมาทำความเข้าใจด้วยตัวของฟีนอลเองเพราะฟีนอลอยู่ภายใต้บริบทข้างนอกและเดิมทีก่อนควบรวมฟีนอลเป็นเอกเทศอยู่อย่างนี้ เป็นต้น เสียงสะท้อนของชุมชนที่บอกมาส่วน GC ที่อยู่ใน Group เดียวกัน GC เดิมต่างๆอันนี้ก็ถือว่าเป็นส่วนหนึ่ง <u>ข้อสำคัญที่ 2</u> ในส่วนของเขตตำบลบ้านฉางทั้ง 15 ชุมชนอยากจะบอกว่าขณะนี้ที่ไปดูเรื่องตลาดหัวปีมากำลังหารือกับเทศบาลซึ่งมีพื้นที่อยู่บริเวณถนนบ้านฉาง - บูรพาพัฒน์ เนื้อที่ 40 กว่าไร่กำลังคุยกับเทศบาลว่าถ้าทำโมเดลจำลองเป็นแบบตลาดหัวปีแล้วให้ชุมชนดำเนินการเหมือนที่ทาง GC พาไป "Market Place" พื้นที่ตรงนั้นเป็นพื้นที่ที่มีการสัญจรเยอะมากจะทำเศรษฐกิจชุมชนให้เข้มแข็งได้ รวมทั้งกำนันผู้ใหญ่บ้านทั้งท้องที่และท้องถิ่นและเจ้าของพื้นที่มีการปรึกษาหารือมีโอกาสเป็นไปได้ อยากจะเรียนว่า "ธรรมศาสตร์โมเดล"ตรงนั้นที่ชุมชนบ้านฉางและเผื่อผลักดันให้แนวทางเกิดขึ้นจริงและจะมีความยั่งยืน	ทุกท่าน คณะทำงาน GC	เพื่อทราบ เพื่อทราบ

วาระที่ 5 เรื่องอื่นๆ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
5.1	[redacted] หยุดเดินเครื่องในกระบวนการ) ต่อคุณเสขสิริ ปิยะเวช ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่สายงานคุณภาพ ความปลอดภัย อาชีวอนามัย ว่าอยากให้ทาง GC มีการทำการเก็บข้อมูลของแต่ละโรงงานและนำมาประเมินภาพรวมตอนสิ้นปีของแต่ละโรงงาน เช่น โรงงานแต่ละโรงงานเกิดเหตุอะไรมากที่สุด	คณะทำงาน GC	เพื่อทราบ
5.2	[redacted] ความปลอดภัย อาชีวอนามัย ☐ ได้กล่าวเพิ่มเติมว่าทางเรามีการรายงานสถานการณ์เดินเครื่องของ GC Groupทุกโรงให้กับทางผู้บริหารตั้งแต่ระดับ CEO ลงมาปีนี้เรามี Plant ขึ้นๆลงๆ ตลอดและปีนี้ที่เกิดขึ้นเป็นเรื่องไฟฟ้าเราจะต้องมีการเข้าไปพูดคุยกับทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทางเราอมรับว่ามีการเดินเครื่องไม่ราบรื่นจากการรับไฟฟ้าจากภายนอกเข้ามาและโรงงานไหนที่ Shutdown บ่อยๆ พอสิ้นปีมีการประเมินโรงงานผู้จัดการ โรงงานก็จะมีประเด็นเนื่องจากจะมีการเทียบกันว่าโรงงานไหนมีการเดินเครื่องได้ราบรื่นยาวนานมากกว่าแต่ทั้งนี้เราก็จะต้องมาดูด้วยว่าโรงงานที่มีการ Shutdown เกิดจากปัจจัยภายในโรงงานที่ดูแลไม่ดีหรือเป็นเพราะปัจจัยภายนอกเพราะว่าเรามีการซื้อไฟฟ้าไอน้ำจาก เบื้องต้นขอชี้แจงว่าสาเหตุดังกล่าวที่เกิดขึ้นนั้นเกิดจากปัจจัยภายนอกและตัวชี้วัดก็ถือว่าเป็นสิ่งที่สำคัญเช่นกัน	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
5.2 (ต่อ)	☐ ได้กล่าวชื่นชมทั้งคุณสุเมธ นาเจริญ สมาคมครอบครัวข่าวจังหวัดระยองและคุณสุทธา เหมสถล ผู้แทนชุมชนเทศบาลตำบลบ้านฉางในเรื่องของสิ่งแวดล้อม ที่ดำเนินการผ่านมาไม่ว่าจะเป็นเรื่องการติดตั้ง Enclosure Ground Flare และ Vapor Recovery Unit ที่คุณสุทธากล่าวว่าได้ดำเนินการติดตั้งในยุคคุณบวรโดย Enclose Ground Flare มีการติดตั้งที่ GC 11 (Olefins3) และตอนนี้มีการติดตั้งที่ (Olefins1) และ (Olefins2) ☐ ได้กล่าวเพิ่มถึงเรื่องสิ่งแวดล้อมที่ทางคุณสุเมธนาเจริญพูดถึงว่ากรรมาธิการวุฒิสภาท่านพลเอกสุรศักดิ์ กาญจนลักษณ์ท่านเป็นวุฒิสมาชิกท่านเป็นผู้ที่จัดสัมมนา "Work Shop" เอาคนที่เกี่ยวข้องทางวิชาการสิ่งแวดล้อมสุขภาพมาทำการระดมสมองกันและภาพรวมผลตรวจวัดด้านสิ่งแวดล้อมที่มาบตาพุดที่ผ่านมามีแนวโน้มดีขึ้นจากการที่กรมโรงงานออกกฎหมายในเรื่องของการควบคุมการปล่อย VOCs จากแท็งก์จากการซ่อมบำรุงก่อนซ่อมบำรุงก่อนปลดอุปกรณ์ต้องทำการติดอุปกรณ์เอาเคมีคอลเข้ามาช่วย Clean ให้มีสาร VOCs เหลือน้อยที่สุดก่อนจะเปิดอุปกรณ์และเรื่องของการเฝ้าระวังเรื่องของ Flare (หอเผา) เราจะต้องมีการรายงานต่อกรมโรงงานด้วยและกรมโรงงานจะเข้ามาดูด้วยว่ามีโรงงานไหนที่มีการปล่อยบ่อยก็จะเข้ามาควบคุมและดูแลและมีแนวโน้มดีขึ้นนอกจากนี้เคยทำการติดต่อไปยังสถาบันมะเร็งแห่งชาติและมีการให้นักวิชาการเข้ามาทำข้อมูลเกี่ยวกับอัตราการป่วยโรคมะเร็งของจังหวัดระยองกับจังหวัดอื่นๆและเทียบกับประเทศไทยซึ่งพบว่าจังหวัดระยองพบคนที่เป็นโรคมะเร็งน้อยกว่าค่าเฉลี่ยประเทศไทยและน้อยกว่าจังหวัดชลบุรีและจังหวัดจันทบุรีและในครั้งหน้าจะมีการเอาข้อมูลเชิงวิชาการมาแจ้งให้ทราบ	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
5.3	[redacted]ว เพิ่มเติมว่าอยากให้มีการวิเคราะห์งบการทำ CSR ว่าปันงเท่าไรและสิ่งที่สะท้อนกลับมาเป็นอย่างไรบ้าง การทำ CSR ไม่หวังผลตอบแทนแต่ในขณะเดียวกันเราต้องมีการพัฒนาก้าวหน้าให้เป็นมือระดับอาชีพในเรื่องของสิ่งแวดล้อมกับเรื่องของงานมวลชนสัมพันธ์ (CSR) ต้องมีการจับมือกันเพื่อให้เกิดความเข้าใจกันตัวแทนของGCหันกลับมาฟังชุมชนว่าชุมชนเกิดปัญหาอะไรและทำงานเชิงลึกอย่างไรทั้งนี้ GC กับ ปตท. เป็นผู้นำด้านเทคโนโลยีเป็นผู้นำด้านอุตสาหกรรม เพราะฉะนั้นควรยกระดับฐานะและยกระดับข้อเท็จจริงให้มากขึ้นและยกระดับฐานะให้เข้มแข็งและเป็นต้นแบบในเรื่องของเชิงสิ่งแวดล้อมในเรื่องของการหมุนล้อระหว่างชุมชนกับผู้ประกอบการให้ก้าวหน้าขึ้นไปให้ได้	คณะทำงาน GC	เพื่อทราบ

ปิดประชุม 16.00 น.

[redacted]

[redacted]

ผู้ตรวจทานรายงานการประชุม

รายงานการประชุมคณะกรรมการมวลชนสัมพันธ์และสิ่งแวดล้อม
กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

เรื่อง ประชุมคณะกรรมการมวลชนสัมพันธ์และสิ่งแวดล้อม กลุ่ม บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

ครั้งที่ 2/2566

วันที่ 26 เมษายน 2566

สถานที่ ห้องประชุมทองหลาง บริษัท จีซี เอสเตท จำกัด

<u>รายนามผู้เข้าประชุม</u>

[redacted]

ผู้อำนวยการสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมตับบลิวเอชเอตะวันออก (มาบตาพุด) ประธานคณะกรรมการ

ผู้อำนวยการศูนย์ควบคุมมลพิษจังหวัดระยอง กรมควบคุมมลพิษ

ผู้แทน นายแพทย์สาธารณสุขจังหวัดระยอง

ผู้แทน ผู้อำนวยการสำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัดระยอง

ผู้แทน นายกเทศมนตรีเทศบาลเมืองมาบตาพุด

ผู้แทน นายกเทศมนตรีเทศบาลเมืองบ้านฉาง

ผู้แทน กำนันตำบลบ้านฉาง

ผู้แทน ผู้ใหญ่บ้านหมู่ 1 ตำบลบ้านฉาง

ผู้แทน ผู้ใหญ่บ้านหมู่ 2 ตำบลบ้านฉาง

ประธานชุมชนอิสลาม

ประธานชุมชนหนองแฟบ

ผู้แทน ประธานชุมชนมาบชลูด-ชากกลาง

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลเมืองมาบตาพุด

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลเมืองมาบตาพุด

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลเมืองมาบตาพุด

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลเมืองมาบตาพุด

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลเมืองมาบตาพุด

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลเมืองมาบตาพุด

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลเมืองบ้านฉาง

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลเมืองบ้านฉาง

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลเมืองบ้านฉาง

[redacted]

ผู้แทนชุมชน เขตเทศบาลตำบลบ้านฉาง
สมาคมครอบครัวข่าวจังหวัดระยอง
กรรมการกิตติมศักดิ์
ผู้แทน กรรมการกิตติมศักดิ์
ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานคุณภาพ ความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม
ผู้จัดการส่วน หน่วยงานชุมชนสัมพันธ์
ผู้จัดการฝ่าย หน่วยงานอาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม
ผู้แทน โรงงานโอเลฟินส์ 1 (Olefins Plant 1)
ผู้แทน โรงงานโอเลฟินส์ 2 (Olefins Plant 2)
ผู้แทน โรงงานโอเลฟินส์ 3 (Olefins Plant 3)
ผู้แทน โรงงานอะโรเมติกส์ 1 (Aromatics Plant 1)
ผู้แทน โรงงานเอชดีพีอี 1 (HDPE1) /เอชดีพีอี 2 (HDPE2)
ผู้แทน โรงงานเอทิลีนไกลคอล (Ethylene Glycol)
ผู้แทน โรงงานฟีนอล (Phenol)
ผู้แทน โรงงานจีซี โพลีออลส์ (GC Polyols)
ผู้แทน โรงงานโพลีสไตรีน (Polystyrene)
ผู้แทน โรงงานจีซี-เอ็มพีทีเอ (GC-MPTA)
ผู้แทน โรงงานคุราเร่ จีซี แอดวานซ์ แมทท์เรียลส์ จำกัด (KGC) และโรงงานคุราเร่ แอดวานซ์ เคมิคอล จำกัด (KAC)
ผู้จัดการส่วน หน่วยงานบริการสิ่งแวดล้อม
ผู้แทน หน่วยงานชุมชนสัมพันธ์
ผู้แทน หน่วยงานบริการสิ่งแวดล้อม
ผู้จัดการส่วน หน่วยงานอาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม และ
เลขานุการ

<u>ผู้เข้าร่วมประชุมออนไลน์ ผ่านระบบ Microsoft Team</u>

[redacted]

ผู้แทน โรงงานแอลแอลดีพีอี (LLDPE)
ผู้จัดการฝ่ายผลิต โรงงานจีซีออกซิเรน (GC Oxirane)
ผู้แทน โรงงานผลิตไฟฟ้าและสาธารณูปโภค (GC2) และ
ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ (GC7)
ผู้จัดการฝ่าย หน่วยงานชุมชนสัมพันธ์
ผู้จัดการฝ่าย บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
ผู้จัดการฝ่าย บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
ผู้จัดการฝ่าย บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

[redacted]

ผู้แทน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
ผู้แทน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
ผู้แทน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
ผู้แทน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

<u>วาระที่ 1</u>: เรื่องแจ้งเพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
1.1	[redacted] คณะทำงานฯ ทุกท่านในการประชุม ครั้งที่ 2/2566	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

<u>วาระที่ 2</u>: รับรองรายงานการประชุมครั้งที่ 1/2566

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
2.1	มติที่ประชุม: รับรองรายงานการประชุม ครั้งที่ 1/2566	ทุกท่าน	เพื่อทราบ

<u>วาระที่ 3</u>: เรื่องสืบเนื่องจากการประชุมครั้งที่ 1/2566

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
3.1	การบรรยายให้ความรู้แก่คณะกรรมการฯ		เพื่อทราบ
3.1.1	<u>การบรรยาย "Enclosed Ground Flare"</u> โดย คุณสุชาดา คงธนเกตุสกุล		
3.1.2	<u>การบรรยาย "Vapor Recovery Unit (VRU)"</u> โดย คุณสุรจิต สถาพรวลัยรัตน์		
	ความเห็นจากที่ประชุม [redacted]ร VOCs ที่มีการระบายออกไปหรือไม่อย่างไร <u>เลขาฯ</u>: ให้ข้อมูลเพิ่มเติม ดังนี้ - ทาง GC แบ่งออกเป็น 2 ชนิด ดังนี้ 1. VRU ที่ขนถ่ายน้ำมันทางรถบรรทุก จะควบคุมไอน้ำมันเบนซิน ไม่เกิน 17 มิลลิกรัม 2. VRU สำหรับโรงงานปิโตรเคมี ยังไม่มีมาตรฐานกำหนด แต่ GC จะมีการรายงานให้กับทาง สผ.ทราบเกี่ยวกับประสิทธิภาพและผลการตรวจวัด 3. มาตรฐานกรมโรงงานอุตสาหกรรม กำหนดจุดรั่วซึม (fugitive) ไม่เกิน 500 ppm แต่ภายในของ GC ควบคุมให้ไม่เกิน 300 ppm <u>คุณเสขสิริ ปิยะเวช</u>: ชี้แจงเพิ่มเติม ดังนี้ - ทางกรมโรงงานอุตสาหกรรมควบคุมสาร VOCs รวมกันไม่เกิน 500 ppm แต่ GC ควบคุมที่ 200-300 ppm ซึ่งจะต่ำกว่า 500 ppm		

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
3. (ต่อ)	[redacted] ของหน่วย VRU ดังนี้ 1. ควบคุมโดยการตรวจวัดคุณภาพอากาศ 2. ควบคุมโดยใช้ระยะเวลาในการฟื้นฟู ซึ่งจะอยู่ประมาณ 6-10 นาที มีคำถามเพิ่มเติมเกี่ยวกับว่าถ้ามีการดูดกลับแล้วมีการนำไปใช้หรือไม่และมีส่วนไหนที่มีการปล่อยระบายออกมา <u>เลขาฯ</u>: ให้ข้อมูลเพิ่มเติม ดังนี้ - สามารถนำกลับไปใช้ได้ โดยส่วนที่เหลือที่มีการปล่อยออกมาจะมีประมาณ 2%		

<u>วาระที่ 4</u>: **การดำเนินของกลุ่มบริษัท PTT Global Chemical**

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1	**รายงานการเดินเครื่องโรงงาน กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล**		เพื่อทราบ
4.1.1	**รายงานการเดินเครื่องโรงงานโอเลฟินส์ 1 และ โอเลฟินส์ 4** [redacted] <u>วันที่ 21 มกราคม 2566 ถึง วันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2566</u> โรงงานโอเลฟินส์ 1 (Cracker Unit) ดำเนินการเดินเครื่อง (Start up) จากการหยุดซ่อมบำรุงย่อย และหยุดเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ 1 ตุลาคม 2565 – 20 มกราคม 2566 ปัจจุบันเดินเครื่องปรกติ <u>วันที่ 20 กุมภาพันธ์ ถึง วันที่ 3 มีนาคม 2566</u> โรงงานโอเลฟินส์ 1 (Olefins 1) ดำเนินการเดินเครื่อง (Start up) จากการหยุดเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ 1 สิงหาคม 2565 – 19 กุมภาพันธ์ 2566 ปัจจุบัน เดินเครื่องปรกติ <u>วันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง ปัจจุบัน</u> - โรงงานโอเลฟินส์ 4 (Olefins 4) เดินเครื่องปรกติ		
4.1.2	[redacted] <u>วันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง วันที่ 31 มีนาคม 2566:</u> - โรงผลิตสารโอเลฟินส์ หน่วยผลิตที่ 1: มีการเดินเครื่องเป็นปรกติ "โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม" - โรงผลิตสารโอเลฟินส์ หน่วยผลิตที่ 2: หยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุง และเชื่อมต่อโครงการ Olefins I-4/2 Modification for Propane Feedstock Project (OMP) ในระหว่างวันที่ 5 มกราคม – วันที่ 7 พฤษภาคม 2566 - โรงผลิตบิวทาไดอีนและบิวทีน-1: มีการเดินเครื่องเป็นปรกติ "โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม"		

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1.3	**รายงานการเดินเครื่องโรงงานโอเลฟินส์ 3 (Ethane Cracker)** [redacted] <u>วันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2566</u> - โรงงานหยุดเดินเครื่องเนื่องจากปัญหาระบบไฟฟ้าขัดข้อง <u>วันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง ปัจจุบัน</u> - โรงงานเดินเครื่องเป็นปรกติ ต่อเนื่อง โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม		
4.1.4	**ราย**[redacted] <u>วันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง ปัจจุบัน</u> - มีการเดินเครื่องเป็นปรกติ "โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม		
4.1.5	**รายงานการเดินเครื่องโรงงานแอลแอลดีพีอี (LLDPE) (GC11)** [redacted] **โรงงาน LLDPE1** <u>วันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง วันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2566</u> - โรงงานหยุดเดินเครื่องการผลิตเพื่อทำความสะอาดระบบตามแผนการเปลี่ยนเกรดการผลิต <u>วันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง วันที่ 1 มีนาคม 2566</u> - โรงงานเดินเครื่องการผลิตเป็นปรกติ <u>วันที่ 2 มีนาคม 2566ถึง วันที่ 3 มีนาคม 2566</u> โรงงานหยุดเดินเครื่องการผลิตเพื่อทำความสะอาดระบบตามแผนการเปลี่ยนเกรดการผลิต <u>วันที่ 4 มีนาคม 2566 ถึง ปัจจุบัน</u> - โรงงานเดินเครื่องการผลิตเป็นปรกติ **โรงงาน LLDPE 2** <u>วันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง ปัจจุบัน</u> - โรงงานเดินเครื่องการผลิตเป็นปรกติ		
4.1.6	**รายงานการเดินเครื่องโรงงานแอลดีพีอี (LDPE) (GC2)** โดย เลขาฯ <u>วันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง วันที่ 31 มีนาคม 2566</u> - โรงงานเดินเครื่องเป็นปรกติตามแผนการผลิต โดยไม่มีอุบัติเหตุ และผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม <u>วันที่ 22 มีนาคม 2566</u> - โรงงานหยุดเดินเครื่อง เนื่องจากระบบไฟฟ้าของ Hyper Compressor มีปัญหา <u>วันที่ 23 มีนาคม 2566 ถึงปัจจุบัน</u> - โรงงานเดินเครื่องปรกติ		

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1.7	**รายงานการเดินเครื่อง โรงงานเอชดีพีอี1 (HDPE1) (GC12)** โดย [redacted] <u>วันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง ปัจจุบัน</u> - โรงงานเดินเครื่องเป็นปรกติ ต่อเนื่อง โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม		
4.1.8	**รายงานการเดินเครื่อง โรงงานจีซี ไกลคอล (GC Glycol) (GC16)** [redacted] **หน่วยผลิตเอทธิลีนออกไซด์/เอทธิลีนไกลคอล (EO/EG Plant)** - ขอขยายระยะเวลาการหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุงเครื่องจักร (Shutdown) : จากเดิมวันที่ 13 มกราคม 2566 ถึง วันที่ 14 มีนาคม 2566 เป็น ถึงวันที่ 30 มิถุนายน 2566 เนื่องจากบริษัทฯ พบความเสียหายของอุปกรณ์เพิ่มเติม ทำให้ไม่สามารถซ่อมบำรุงให้แล้วเสร็จตามแผนเดิมที่กำหนดไว้ **หน่วยผลิตเอทานอลเอมีน (EA Plant)** - หยุดเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ (Commercial Shutdown): วันที่ 6 ธ.ค. 2565 – วันที่ 12 ม.ค. 2566 - ขอขยายระยะเวลาหยุดเดินเครื่องจักรเพื่อซ่อมบำรุงเครื่องจักร (Shutdown) : จากเดิมวันที่ 13 มกราคม 2566 ถึง วันที่ 20 มีนาคม 2566 เป็นถึงวันที่ 5 กรกฎาคม 2566		
4.1.9	**รายงานการเดินเครื่อง โรงงานฟีนอล (Phenol) (GC18)** โดย คุณ [redacted] - <u>หน่วยผลิตสารฟีนอล</u>: เดินเครื่องการผลิตปรกติโดยได้ดำเนินการหยุดซ่อมบำรุงตามแผน ระหว่างวันที่ 22 – วันที่ 27 ก.พ. 2566 และกลับมาเดินเครื่องตามปรกติ - <u>หน่วยผลิตสารบิสฟีนอล เอ</u>: - เดินเครื่องการผลิตปรกติโดยได้ดำเนินการหยุดซ่อมบำรุงตามแผน ระหว่างวันที่ 21 – วันที่ 28 ก.พ. 2566 และกลับมาเดินเครื่องตามปรกติ		
4.1.10	**รายงานการเดินเครื่อง โรงงานจีซี ออกซีเรน (GC Oxirane) (GC1** [redacted] <u>วันที่ 25 มกราคม 2566 ถึง วันที่ 30 มีนาคม 2566</u> - โรงงานมีการหยุดการเดินเครื่องเพื่อการพาณิชย์ โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม <u>วันที่ 1 เมษายน 2566 ถึง ปัจจุบัน</u> โรงงานเดินเครื่องปรกติ		

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1.11	**รายงานการเดินเครื่อง โรงงานโพลีออลส์ (GC Polyols)** โดย คุณ [redacted] <u>ระหว่างวันที่ 19 มกราคม 2566 ถึง วันที่ 13 มีนาคม 2566</u> - มีการหยุดเดินเครื่องการผลิตเพื่อการพาณิชย์ และซ่อมบำรุงเครื่องจักร โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม <u>วันที่ 14 มีนาคม 2566 ถึง ปัจจุบัน</u> - โรงงานเดินเครื่องปรกติ		
4.1.12	**รายงานการเดินเครื่อง โรงงานโพลีสไตรีน (GC17)** โดย คุณ [redacted] <u>วันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง วันที่ 31 มีนาคม 2566:</u> - สายการผลิต GPPS มีการเดินเครื่องเป็นปรกติ "โดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้าสิ่งแวดล้อม" - สายการผลิต HIPS มีการหยุดเดินเครื่อง (commercial shutdown) เนื่องจากสถานการณ์ตลาด ในระหว่างวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง วันที่ 6 มีนาคม 2566 และกลับมาเดินเครื่อง		
4.1.13	**รายงานการเดินเครื่อง โรงงานจีซี-เอ็ม พีทีเอ จำกัด** [redacted] โรงงานมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนประจำปี 2566 ดังนี้ - <u>สายการผลิตที่ 2</u>: วันที่ 1 มีนาคม 2566 ถึง วันที่ 4 เมษายน 2566 "ดำเนินการแล้วเสร็จโดยไม่มีอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม" - แผนหยุดซ่อมบำรุงต่อไปที่ <u>สายการผลิตที่ 3</u>: วันที่ 17 พฤษภาคม 2566 ถึง วันที่ 23 พฤษภาคม 2566		
4.1.14	**รายงานการเดินเครื่อง โรงงานบริษัท ไทย อีทอกซีเลท จำกัดนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ ตะวันออก (มาบตาพุด)** โดย เลขาฯ <u>วันที่ 1 ธันวาคม 2565 ถึง วันที่ 12 มกราคม 2566</u> - โรงงานเดินเครื่องเป็นปรกติต่อเนื่อง โดยไม่เกิดอุบัติเหตุและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม <u>วันที่ 13 มกราคม 2566 ถึง วันที่ 31 มีนาคม 2566</u> - หยุดการผลิตและซ่อมบำรุงประจำปีซึ่งมีมาตรการควบคุมโดยไม่ให้เกิดอุบัติเหตุและไม่มีข้อร้องเรียนจากทางชุมชน <u>วันที่ 1 เมษายน 2566 ถึง วันที่ 30 มิถุนายน 2566</u> - หยุดการผลิตด้วยเหตุผลเชิงพาณิชย์		

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1.15	**รายงานการเดินเครื่อง โรงงาน คุราเร่ จีซี แอดวานซ์ แมททีเรียลส์ จำกัด (KGC) และคุราเร่ แอดวานซ์ เคมิคอล จำกัด** [redacted] <u>วันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง วันที่ 31 มีนาคม 2566</u> - เป็นช่วงเริ่มกลับมาเดินเครื่องเพื่อทดสอบกำลังการผลิตของโรงงาน KGC <u>วันที่ 4 มีนาคม 2566</u> - โรงงานผลิตยางเทอร์โมพลาสติก(KGC) เริ่มเดินเครื่องเพื่อทดสอบกำลังการผลิต แต่พบปัญหาต้องหยุดเดินเครื่องชั่วคราวเพื่อแก้ไขอุปกรณ์ และมีแผนจะกลับมาเดินเครื่องการผลิตอีกครั้งในปลายเดือนเมษายน 2566 <u>วันที่ 7 มีนาคม 2566</u> - โรงงานผลิตพอลิเอไมด์ชนิดพิเศษ (KGC) เริ่มเดินเครื่องผลิตเพื่อทดสอบกำลังการผลิต แต่พบปัญหาต้องหยุดเดินเครื่องชั่วคราวเพื่อแก้ไขอุปกรณ์ และมีแผนจะกลับมาเดินเครื่องการผลิตอีกครั้งในปลายเดือนเมษายน 2566 <u>วันที่ 1 ธันวาคม 2565</u> - โรงงานผลิตไอโซพรีนอลและอนุพันธ์ (KAC) หยุดเดินเครื่องผลิต เพื่อแก้ไขอุปกรณ์เดินเครื่องที่ชำรุด และมีแผนจะกลับมาเดินเครื่องการผลิตอีกครั้งในปลายเดือนเมษายน 2566		
4.1.16	**รายงานการเดินเครื่องโรงงานโรงงานผลิตไฟฟ้า และ** [redacted] <u>งานซ่อมบำรุงตามแผน</u> - H-3705 ระหว่างวันที่ 20 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง วันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2566 และ วันที่ 22 มีนาคม 2566 ถึง วันที่ 29 มีนาคม 2566 - H-3706 ระหว่างวันที่ 6 มีนาคม 2566 ถึง วันที่ 12 มีนาคม 2566 - H-3711 ระหว่างวันที่ 1 มีนาคม 2566 ถึง วันที่ 3 มีนาคม 2566		
4.1.17	**รายงานการเดินเครื่องท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์** [redacted] <u>ในช่วงวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2566 ถึง วันที่ 31 มีนาคม 2566</u> - การเดินเครื่องปรกติ		

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.1 (ต่อ)	**ความเห็นจากที่ประชุม** คุ[redacted] - เรื่องการรายงานการเดินเครื่องของโรงงานทุกโรงงาน อยากให้มีการนำเสนอข้อเท็จจริงเกี่ยวกับเรื่องที่จะมีการนำเสนอ โดยอ้างอิงตามข้อมูลที่ทาง EMCC เพราะที่ผ่านมาทาง EMCC มีการรายงานตลอด เลขาฯ: ชี้แจงเพิ่มเติม ดังนี้ - จะพิจารณาทบทวนข้อมูลตามที่ได้มีการเสนอแนะมา ในการประชุมครั้งถัดไป [redacted] - โรงงานที่ไม่ได้มีการเข้าร่วมในการรายงานในที่ประชุม ในการประชุมครั้งถัดไป อยากให้เข้าร่วมการประชุมแทนการรายงานการประชุมผ่านทางระบบออนไลน์ เนื่องจากการสื่อสารจะได้มีความชัดเจนมากขึ้น [redacted] - ในการประชุมครั้งถัดไป จะเสนอให้ผู้บริหารเข้าร่วมการรายงานการประชุม แทนการรายงานการประชุมผ่านทางระบบออนไลน์ [redacted] - เรื่องการเดินเครื่องโรงงานให้มีการรายงานข้อมูลการ Shut down และการปล่อยสาร VOCs ดังกล่าวในครั้งถัดไป [redacted] - ทางกรมโรงงานอุตสาหกรรม ให้ทางโรงงานมีการเฝ้าระวังในเรื่องของ Flare และทุกครั้งจะมีการรายงานข้อมูลให้กับทางกรมโรงงานฯ เกี่ยวกับผลกระทบและมาตรการต่างๆ เป็นต้น		
4.2	**รายงานความก้าวหน้า EIA โครงการของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)** โดย เลขาฯ ในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ 2566 ถึง เดือนมีนาคม 2566 **โครงการโรงผลิตสารฟีนอล (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3) สาขา 18 โรงงานฟีนอล** - เพิ่มกำลังการผลิตของโรงงานฟีนอล ประมาณร้อยละ 5 จากกำลังการผลิตปัจจุบัน - ปรับปรุงและขอแก้ไขรายละเอียดโครงการ ให้สอดคล้องกับการดำเนินการจริง และสอดคล้องกับโรงงานผลิตสารไอโซโพรพิลแอลกอฮอล์ (Isopropyl Alcohol: IPA) ของบริษัทฯ		

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.2 (ต่อ)	- อยู่ระหว่างการเพิ่มเติมข้อมูลตามความเห็นของคณะกรรมการผู้ชำนาญการ **โครงการท่าเทียบเรือของโรงกลั่นน้ำมันระยอง (เปลี่ยนแปลงครั้งที่ 1) GC สาขา 6 โรงกลั่นน้ำมัน** - เพิ่มเติมชนิดผลิตภัณฑ์ที่จะนำมาขนถ่ายที่ท่าเทียบเรือที่ 1, 2, 3 - ปรับปรุงข้อมูลรายละเอียดโครงการในรายงาน EIA ฉบับ พ.ศ. 2536 และทบทวนมาตรการต่างๆ ให้สอดคล้องกับผลกระทบและการดำเนินการในปัจจุบัน - กรมเจ้าท่า เสนอรายงานฯ ให้ สผ. พิจารณา ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างขั้นตอนการพิจารณาของ สผ. **โครงการโรงงานผลิตอิพ็อกซีเรซิน GC สาขา 18** - โรงงานผลิตอิพ็อกซีเรซิน (Epoxy Resin) กำลังการผลิตประมาณ 80,000 ตัน/ปี หรือ 219.18 ตัน/วัน - อยู่ระหว่างการจัดเตรียมรายงานฉบับสมบูรณ์ เพื่อนำเสนอ สผ.		
4.3	**การดำเนินงานด้านมวลชนสัมพันธ์ ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เ[redacted]**		
4.3.1	**ด้านการศึกษาและเยาวชน** - GC จัดกิจกรรมอบรมให้ความรู้แนะแนวการศึกษาผ่าน 4 กิจกรรม ให้แก่เยาวชนในพื้นที่จังหวัดระยอง 1. โรงเรียนประชารัฐ 2. โครงการพัฒนาศักยภาพชุมชนและเยาวชนในพื้นที่จังหวัดระยอง ร่วมกับมูลนิธิคีนันแห่งเอเชีย (Kenan) 3. โครงการเพิ่มศักยภาพนักศึกษาหญิงสายช่าง...สู่เส้นทางอาชีพ (Women in STEP) ร่วมกับ มูลนิธิคีนันแห่งเอเชีย (Kenan) 4. โครงการต่อยอดความฝัน ผลักดันสู่อาชีพ" - GC มอบงบประมาณสนับสนุนกิจกรรมและทุนการศึกษา 1. สนับสนุนกิจกรรมมอบทุนการศึกษาชมรมแม่บ้านมหาดไทย มอบงบประมาณ 40,000 บาท 2. สนับสนุนมอบทุนการศึกษา อาหารกลางวัน ให้แก่โรงเรียนวัดธรรมสถิต มอบงบประมาณ 50,000 บาท สายงาน ARO สนับสนุนมอบทุนการศึกษา อาหารกลางวัน และมอบอุปกรณ์การเรียนให้น้องๆ นักเรียน 3. สนับสนุนการศึกษาและร่วมพิธีฉลองรางวัลสถานศึกษาพระราชทาน และพิธีเปิดอาคารเรียนหลังใหม่ โรงเรียนบ้านมาบตาพุด		

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.3.2	**ด้านความปลอดภัย** - ร่วมจัดอบรมทบทวนซ้อมแผนอุกเฉิน ชุมชนเขาไผ่ ชุมชนโขดหิน 2 และชุมชนโขดหินมิตรภาพ		
4.3.3	**ด้านสุขภาพ** - ร่วมสนับสนุนเครื่องอุปโภคบริโภค และกิจกรรมส่งเสริมสุขภาพผู้สูงวัย สุขกาย สุขใจ เขตพื้นที่เทศบาลเมืองมาบตาพุด - ส่งมอบหุ่นช่วยฟื้นคืนชีพทารก ให้แก่ โรงพยาบาลเฉลิมพระเกียรติ สมเด็จพระเทพรัตนราชสุดาฯ สยามบรมราชกุมารี ระยอง		
4.3.4	**ด้านเศรษฐกิจ** - พบผู้ประกอบการ E Commerce แบรนด์ ALL LOCAL เพื่อ Matching สินค้าชุมชนกับธุรกิจ - ส่งมอบระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Cell) 1. ส่งมอบระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Cell) เพื่อใช้ในโครงการพัฒนานวัตกรรมเลี้ยงปูทะเลในคอนโด อาคารเลี้ยงปูทะเลในคอนโด ชายหาดหนองแฟบ - โครงการธรรมศาสตร์โมเดล รุ่นที่ 8 ร่วมกับนักศึกษาคณะพาณิชยศาสตร์และการบัญชี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ พัฒนาวิสาหกิจชุมชนเพื่อการใช้ประโยชน์ทางชีวภาพมาบตาพุด ซึ่งจะช่วยพัฒนา 3 ด้านหลัก ได้แก่ 1) การออกแบบ Logo และออกแบบ Packaging 2) การแปรรูปสินค้า 3) การเพิ่มช่องทางจำหน่ายสินค้า - รายได้จากการร่วมออกร้านจำหน่ายสินค้า ผ่านช่องทางต่าง ๆ ของ GC 1) โครงการนวัตกรรมพลาสติกคลุมโรงเรือน วิสาหกิจชุมชนสวนเกษตรผสมผสาน ฐานเรียนรู้สวนคุณย่าสร้างรายได้กลับสู่ชุมชน 318,494 บาท 2) รายได้ผ่านการดำเนินการจัดซื้อจัดจ้างผ่านโครงการ CSR - ร้านค้าชุมชน ใน 4 เขตเทศบาล 74,129 บาท - ร้านค้ารายย่อยในจังหวัดระยอง นอก 4 เขตเทศบาล 83,394 บาท สร้างรายได้กลับสู่ชุมชน 157,523 บาท		

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.3.5	**ด้านสิ่งแวดล้อม** - โครงการปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำ ประจำปี 2566 ร่วมกับกลุ่มประมงเรือเล็กพื้นบ้านพลาอู่ตะเภาสามัคคี จำนวน 7 แสนตัว (แม่ปู 100 ตัว ลูกปู 6 แสนตัว ปลากระพง 400 ตัว ลูกกุ้ง 1 แสนตัว) - ต้อนรับคณะเยี่ยมชมและร่วมจัดบูธนิทรรศการ โครงการ Community Waste Model 1. ชุมชนในกองเรือยุทธการ 2. งาน Green Your Future 2023: Smart City & Net Zero เซ็นทรัลระยอง - กิจกรรมจิตอาสาเก็บขยะชายหาด Beach Cleaning Days ชายหาดพยูน ชายหาดพลา ชายหาดหนองแฟบ และชายหาดบริเวณ BTF JETTY เก็บขยะได้ 356 กก. - กิจกรรม CSR BY ARO "GC Plogging by Aromatics ครั้งที่ 6" เดิน-วิ่ง รักษ์โลก ชุมชนเนินพยอม,ชุมชนบ้านบน เพื่อส่งเสริมการออกกำลังกายเพื่อสุขภาพและใส่ใจสิ่งแวดล้อมในชุมชน เก็บขยะได้ 250 กก.		
4.3.6	**ด้านการสื่อสารและสร้างความเข้าใจ** - ลงพื้นที่สื่อสารชี้แจงข่าวการซ่อมบำรุงและเดินเครื่องการผลิตของโรงงานในกลุ่ม GC - ลงพื้นที่นำหนังสือเรียนเชิญร่วมประชุมไตรภาคี และประชุมโครงการ ORP - ลงพื้นที่ตรวจสอบผลกระทบชุมชนรอบรั้วโรงงานในช่วงซ่อมบำรุง - ลงพื้นที่ชุมชนรอบรั้วโรงงาน เพื่อชี้แจงทำความเข้าใจกับชุมชน กรณี GC11 (OLE3) การเดินเครื่องผิดปรกติ - ร่วมประชุมคณะกรรมการมวลชนสัมพันธ์และสิ่งแวดล้อม - GC ร่วมให้ข้อมูลเรื่อง "การดูแลสังคมโดยรอบโรงงานอุตสาหกรรม" การกระจายรายได้ให้กับประชาชน พร้อมต้อนรับ ผู้ตรวจราชการกระทรวงอุตสาหกรรม - โรงงานในกลุ่ม GC เข้าร่วมการตรวจประเมินโรงงานธงขาวดาวเขียว จำนวน 11 โรงงาน		
4.3.7	**สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน** - GC มอบงบประมาณสนับสนุน ร่วมงานตามประเพณี ร่วมงานแสดงความยินดี และงานกิจกรรมต่างๆ จำนวน 11 ชุมชน 9 หน่วยงานราชการ ในเขตพื้นที่จังหวัดระยอง - มอบงบประมาณสนับสนุนเสื้อชูชีพ และเชือกช่วยชีวิตทางน้ำให้แก่มูลนิธิสว่างพรกุศล		เพื่อทราบ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
4.3 (ต่อ)	- สนับสนุนเสื้อ โครงการอบรมสัมมนาคณะกรรมการชุมชนย่อย เทศบาลเมืองมาบตาพุด - ร่วมกิจกรรมโครงการ Walk & Run for Health จัดโดยองค์การบริหารส่วนจังหวัดระยอง และ สมาคมกีฬาแห่งจังหวัดระยอง - GC ลงพื้นที่สวัสดีปีใหม่ 2566 หน่วยงานราชการและชุมชนต่างๆ ในพื้นที่จังหวัดระยอง - GC ร่วมกิจกรรมประเพณีทำบุญข้ามหลาม ประจำปี 2566 พื้นที่ 4 เขตเทศบาล (เทศบาลเมืองมาบตาพุด เทศบาลเมืองบ้านฉาง เทศบาลตำบลบ้านฉาง เทศบาลตำบลมาบข่า)		
	ความเห็นจากที่ประชุม [redacted]นมอบ[redacted]เข้องอะไรกับทาง GC - เรื่องเกี่ยวกับเด็ก มูลนิธิครูบุญชูเพื่อเด็กพิเศษ โรงเรียนอธิฏฐาน อยากให้ทาง GC มีส่วนร่วมในการเข้าไปช่วยเหลือดูแล และอยากให้มีการนำไปพิจารณาครั้งถัดไป [redacted] - เนื่องจากการมอบทุนครั้งนี้ เป็นการมอบทุนของกลุ่มเหล่ากาชาดจังหวัดระยอง สังกัดกระทรวงมหาดไทย - ได้มีส่วนร่วมในการเข้าไปทำกิจกรรมกับทางเด็ก มูลนิธิครูบุญชูเพื่อเด็กพิเศษ และทางโรงเรียนอธิฏฐาน - โรงเรียนอธิฏฐาน จังหวัดระยอง ที่ได้มีการทำกิจกรรม โดยได้มีการรวบรวมเงินส่วนตัวเพื่อนำไปทำบุญดังกล่าว - มูลนิธิครูบุญชูเพื่อเด็กพิเศษมีการเข้าไปร่วมกิจกรรมในนามของกลุ่มพนักงาน GC (รวมพลคนเตือนเกิด) - จะนำข้อเสนอแนะที่ได้รับไปพิจารณาต่อไป [redacted] - อยากให้ทาง GC เข้าไปมีส่วนร่วมในการพัฒนาพื้นที่สีเขียวของทางวัดคีรีภาวนาราม [redacted] - ทาง GC ได้มีส่วนร่วมในการเข้าไปทำกิจกรรมของทางวัดคีรีภาวนาราม เช่น การทำกิจกรรมเชิงเกษตรอินทรีย์ - ส่วนในการพัฒนาพื้นที่สีเขียวของทางวัดคีรีภาวนารามนั้น ในส่วนนี้จะมีการพิจารณาเข้าไปทำกิจกรรมเพิ่มเติมในครั้งถัดไป		

<u>วาระที่ 5:</u> เรื่องอื่นๆ

หัวข้อ	เรื่อง	ผู้รับผิดชอบ	กำหนดเวลา
5.	[redacted] - เรื่องสิ่งแวดล้อม เรื่อง PM2.5 ทาง GC มีวิธีการหรือการดำเนินการอะไรที่จะสามารถช่วยลดมลพิษให้น้อยที่สุด [redacted] - เรื่องการรายงานการเดินเครื่องของโรงงานต่างๆ ที่มีความเห็นเช่นเดียวกับทางคุณเสขสิริฯ ว่าควรให้ผู้แทนของแต่ละโรงงานเข้ามามีส่วนร่วมในการรายงานการเดินเครื่องของโรงงานต่างๆ ในที่ประชุม แทนการรายงานผ่านทางระบบออนไลน์ ทั้งนี้เผื่อในกรณีที่มีข้อสงสัย จะได้สามารถสอบถามเพิ่มเติมได้ [redacted] - การรายงานการเดินเครื่องของโรงงานต่างๆ กรณีที่มีประเด็น ให้ทางผู้แทนของโรงงาน รายงานตามที่มีประเด็นนั้นๆ และถ้าในกรณีที่ไม่มีประเด็นก็ให้รายงานตามปรกติ [redacted] - เรื่องการสื่อสารในที่ประชุม เช่น ไมโครโฟน ควรปรับปรุงให้มีเสียงที่ฟังชัดเจน - การรายงานการเดินเครื่องของโรงงานต่างๆ ให้มีการรายงานตามความเป็นจริงที่เกิดขึ้น - เอกสารรายงานการประชุมที่นำเสนอให้ใช้วิธีการส่งผ่านทางออนไลน์ เช่น LINE เป็นต้น เพื่อเป็นการลดการใช้กระดาษ [redacted] - เรื่องเอกสารรายงานการประชุมถ้ามีการส่งผ่านทางออนไลน์นั้น ท่านที่มีอินเทอร์เน็ตจึงจะสามารถใช้ได้ ส่วนท่านที่ไม่มีอินเทอร์เน็ตก็จะไม่สามารถเข้าถึงการใช้งานดังกล่าวได้ ดังนั้นจึงอยากให้มีการใช้เอกสารแบบก่อนหน้านี้ด้วยเช่นกัน - เรื่องการรายงานการเดินเครื่องของโรงงานต่างๆ อยากเสนอให้ทางผู้บริหารเข้ามารายงานในที่ประชุม เพื่อชี้แจงข้อมูล [redacted] - ขอขอบคุณที่ได้มีการเสนอแนะประเด็นต่างๆ ในการประชุมครั้งนี้ และบริษัทฯ จะนำมาปรับปรุงในการประชุมครั้งต่อไป		เพื่อพิจารณา

ปิดการประชุม เวลา 12.00 น.

[redacted]

[redacted]

➢25ข

เอกสารสรุปจำนวนคนงานในท้องถิ่น
(ระหว่างเดือน มกราคม-มิถุนายน 2566)

ข้อมูลจำนวนพนักงาน

โรงงาน	จำนวนพนักงานที่มีทะเบียนบ้านอยู่ในจังหวัดระยอง (คน)			จำนวนพนักงานของแต่ละ Plant (คน)		
	2562	2563	2564	2562	2563	2564
GC7	51	50	45	74	74	69

ที่มา : บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) เดือนธันวาคม 2564

หมายเหตุ : - เป็นพนักงานตาม Indicator ของแต่ละ Plant

- ไม่นับพนักงานสาย Support เช่น Q-SH, H-BP, TEM, TPX, MCS, BSA

➢26ข

เอกสารแผนการลงพื้นที่สำรวจความคิดเห็นประชาชน
ประจำปี 2566

ตารางที่ 6-1

แผนงานการศึกษาและจัดทำรายงานการสำรวจความคิดเห็น

รายการแผนงาน	พฤษภาคม				มิถุนายน				กรกฎาคม				สิงหาคม				กันยายน				ตุลาคม				พฤศจิกายน				ธันวาคม			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1 ประชุมเริ่มงาน																																
2 จัดเตรียมแบบฟอร์มและเอกสารต่างๆที่ใช้ในการสำรวจความคิดเห็น																																
3 ประสานงานกับหน่วยงานการบริหารส่วนท้องถิ่นในเขตพื้นที่ศึกษา รวมถึงผู้บริหารชุมชนเพื่อแจ้งให้ทราบถึงกำหนดการและขอความร่วมมือในการสำรวจความคิดเห็นในครัวเรือน/สำนักงาน/สถานประกอบการ																																
4 ลงพื้นที่สำรวจความคิดเห็น																																
5 วิเคราะห์ข้อมูลจากแบบสอบถามในเชิงสถิติตามหลักวิชาการของการสำรวจ																																
6 นำส่งผลการสำรวจ final ให้ GC																																
7 จัดทำรายงานผลการสำรวจความคิดเห็น ของแต่ละโครงการ																																
8 ส่งรายงานผลการสำรวจความคิดเห็น ของแต่ละโครงการ																																
9 พบลูกค้าเพื่อรายงานผลการสำรวจความคิดเห็น ของแต่ละโครงการ																																
10 ส่งรายงานผลการสำรวจความคิดเห็น ของแต่ละโครงการ																																
11 ส่งรายงานผลการสำรวจความคิดเห็น ในภาพรวมของกลุ่มบริษัท																																

➢27ข

เอกสารจัดตั้งคณะกรรมความปลอดภัยอาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน (คปอ.)/ รายงานกิจกรรมด้านความปลอดภัยตามแบบ จป.(ว)

GC

เอกสารจัดตั้งคณะกรรมความปลอดภัยอาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน และรายงานการประชุมประจำเดือน (คปอ.)

GC

คำสั่ง บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ที่ กม. 001 / 2566

เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน (คปอ.) ประจำพื้นที่ สายงานสาธารณูปโภค

เพื่อให้เป็นไปตามกฎกระทรวงแรงงาน เรื่อง การจัดให้มีเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงาน บุคลากร หน่วยงาน หรือคณะบุคคล เพื่อดำเนินการด้านความปลอดภัยในสถานประกอบกิจการ พ.ศ. 2565 จึงมีคำสั่งดังนี้

ข้อ 1. ให้มีคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน (คปอ.) ประจำพื้นที่ สายงานสาธารณูปโภค ประกอบด้วย

[redacted] ประธานกรรมการ

ปโภค

กรรมการ

กรรมการ

ตภัณฑ์ปิโตรเคมี

กรรมการ

รณูปโภค

กรรมการ

รณูปโภค

กรรมการ

ดิบ และผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี

7. นายกิตติพงษ์ ประยูรกุลกนก กรรมการ
   ผู้จัดการส่วน หน่วยงานผลิตสาธารณูปโภค 1
   ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา
8. นายสุมิตร แสงคำ กรรมการ
   Skill Specialist หน่วยงานปฏิบัติการบริหารคลัง รับส่งวัตถุดิบ และผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี
   ผู้แทนลูกจ้าง
9. นายสกลวรรธน์ เผื่อนขวัญ กรรมการ
   Senior Operator หน่วยงานปฏิบัติการบริหารคลัง รับส่งวัตถุดิบ และผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี

[redacted]

ข้อ 2. ให้คณะกรรมการฯ มีอำนาจหน้าที่ ดังนี้

1. จัดทำนโยบายด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานของ สถานประกอบกิจการ เสนอต่อนายจ้าง
2. จัดทำแนวทางการป้องกันและลดการเกิดอุบัติเหตุ การประสบอันตราย การเจ็บป่วยหรือ การเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องจากการทำงานของลูกจ้าง หรือความไม่ปลอดภัยในการทำงานเสนอต่อนายจ้าง

3. รายงานและเสนอแนะมาตรการหรือแนวทางปรับปรุงแก้ไขสภาพการทำงานและสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เป็นไปตามกฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยในการทำงานต่อนายจ้างเพื่อความปลอดภัยในการทำงานของลูกจ้าง ผู้รับเหมา และบุคคลภายนอกที่เข้ามาปฏิบัติงาน หรือเข้ามาใช้บริการในสถานประกอบกิจการ
4. ส่งเสริมและสนับสนุนกิจกรรมด้านความปลอดภัยในการทำงานของสถานประกอบกิจการ
5. พิจารณาคู่มือว่าด้วยความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานของ สถานประกอบกิจการเพื่อเสนอความเห็นต่อนายจ้าง
6. สำรวจการปฏิบัติการด้านความปลอดภัยในการทำงานและรายงานผลการสำรวจดังกล่าว รวมทั้งสถิติการประสบอันตรายที่เกิดขึ้นในสถานประกอบกิจการนั้นในการประชุมคณะกรรมการความปลอดภัยทุกครั้ง
7. พิจารณาโครงการหรือแผนการฝึกอบรมเกี่ยวกับความปลอดภัยในการทำงาน รวมถึงโครงการหรือแผนการอบรมเกี่ยวกับบทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบในด้านความปลอดภัยของลูกจ้างหัวหน้างาน ผู้บริหาร นายจ้าง และบุคลากรทุกระดับเพื่อเสนอความเห็นต่อนายจ้าง
8. จัดวางระบบให้ลูกจ้างทุกคนทุกระดับมีหน้าที่ต้องรายงานสภาพการทำงานที่ไม่ปลอดภัยต่อนายจ้าง
9. ติดตามผลความคืบหน้าเรื่องที่เสนอต่อนายจ้าง
10. รายงานผลการปฏิบัติงานประจำปี รวมทั้งระบุปัญหา อุปสรรค และข้อเสนอแนะในการปฏิบัติหน้าที่ของคณะกรรมการความปลอดภัยเมื่อปฏิบัติหน้าที่ครบหนึ่งปีเสนอต่อนายจ้าง
11. ประเมินผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยในการทำงานของสถานประกอบกิจการ
12. ปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยในการทำงานอื่นตามที่นายจ้างมอบหมาย

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566 เป็นต้นไป จนครบกำหนดตามวาระในวันที่ 31 มกราคม พ.ศ. 2568 หรือจนกว่าจะมีคำสั่งทดแทน

สั่ง ณ วันที่ 25 มกราคม พ.ศ. 2566

[redacted]

รายงานกิจกรรมด้านความปลอดภัยตามแบบ จป.(ว)

แบบ จป. (ว)

แบบรายงานผลการดำเนินงานของเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับวิชาชีพ

เขียนที่ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด(มหาชน)

วันที่ 17 เดือน มกราคม พ.ศ. 2566

ข้าพเจ้า นายเสขสิริ ปิยะเวช

ตำแหน่ง ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานคุณภาพ ความปลอดภัยฯ

สถานประกอบกิจการชื่อ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขาที่ 7 ท่าทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์

ประเภทกิจการ ท่าทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์

ตั้งอยู่เลขที่ 19 หมู่ที่ - ถนน โรงปิโตรเคมีอุตสาหกรรมมาบตาพุด ตำบล/แขวง มาบตาพุด

อำเภอ/เขต เมือง จังหวัด ระยอง รหัสไปรษณีย์ 21150

โทรศัพท์ 092-2485464

ขอรายงานผลการดำเนินงานของเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับวิชาชีพของ

นายสหพล บุญกำเหนิด เลขทะเบียนเลขที่ กสร.จป.ว 221-003776 ในรอบ 6 เดือนตามปีปฏิทิน ดังต่อไปนี้

☐ รายงานครั้งที่ 1 วันที่ 1 มกราคม - วันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2565

☑ รายงานครั้งที่ 2 วันที่ 1 กรกฎาคม - วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2565

1 ตรวจสอบและเสนอแนะให้นายจ้างปฏิบัติตามกฎหมายว่าด้วยความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน (ตามเอกสารแนบ 1)

2 วิเคราะห์งานเพื่อชี้บ่งอันตราย รวมทั้งกำหนดมาตรการป้องกัน และขั้นตอนการทำงานอย่างปลอดภัยเสนอต่อนายจ้าง (ตามเอกสารแนบ 2)

3 ประเมินความเสี่ยงด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน (ตามเอกสารแนบ 3)

4 วิเคราะห์แผนงานหรือโครงการ และข้อเสนอแนะของหน่วยงานต่างๆ และเสนอแนะมาตรการความปลอดภัยในการทำงานต่อนายจ้าง (ตามเอกสารแนบ 4)

5 ตรวจประเมินการปฏิบัติงานของสถานประกอบกิจการให้เป็นไปตามแผนงานโครงการหรือมาตรการความปลอดภัยในการทำงาน (ตามเอกสารแนบ 5)

6 แนะนำให้ลูกจ้างปฏิบัติตามคู่มือว่าด้วยความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานของสถานประกอบกิจการ (ตามเอกสารแนบ 6)

7 แนะ[redacted]จากเหตุอันจะทำให้เกิดความไม่ปลอดภัยในการทำงาน (ตา[redacted]

RECEIVED
24 JAN 2023

แบบ จป. (ว)

แบบรายงานผลการดำเนินงานของเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับวิชาชีพ

เขียนที่ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด(มหาชน)

วันที่ 17 เดือน มกราคม พ.ศ. 2566

[redacted]

[redacted]ายงานคุณภาพ ความปลอดภัยฯ

สถานประกอบกิจการชื่อ บริษัท พีทีที โกลบอลเคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขาที่ 7 ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์

ประเภทกิจการ ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์

ตั้งอยู่เลขที่ 19 หมู่ที่ - ถนน โรงปุ๋ย นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ตำบล/แขวง มาบตาพุด

อำเภอ/เขต เมือง จังหวัด ระยอง รหัสไปรษณีย์ 21150

โทรศัพท์ 092-2485464

ขอรายงานผลการดำเนินงานของเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับวิชาชีพของ

นายสหพล บุญกำเหนิด เลขทะเบียนเลขที่ กสร.จป.ว 221-003776 ในรอบ 6 เดือนตามปีปฏิทิน ดังต่อไปนี้

☐ รายงานครั้งที่ 1 วันที่ 1 มกราคม - วันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2565

☑ รายงานครั้งที่ 2 วันที่ 1 กรกฎาคม - วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2565

1 ตรวจสอบและเสนอแนะให้นายจ้างปฏิบัติตามกฎหมายว่าด้วยความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน (ตามเอกสารแนบ 1)

2 วิเคราะห์งานเพื่อชี้บ่งอันตราย รวมทั้งกำหนดมาตรการป้องกัน และขั้นตอนการทำงานอย่างปลอดภัยเสนอต่อนายจ้าง (ตามเอกสารแนบ 2)

3 ประเมินความเสี่ยงด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน (ตามเอกสารแนบ 3)

4 วิเคราะห์แผนงานหรือโครงการ และข้อเสนอแนะของหน่วยงานต่างๆ และเสนอแนะมาตรการความปลอดภัยในการทำงานต่อนายจ้าง (ตามเอกสารแนบ 4)

5 ตรวจประเมินการปฏิบัติงานของสถานประกอบกิจการให้เป็นไปตามแผนงานโครงการหรือมาตรการความปลอดภัยในการทำงาน (ตามเอกสารแนบ 5)

6 แนะนำให้ลูกจ้างปฏิบัติตามคู่มือว่าด้วยความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานของสถานประกอบกิจการ (ตามเอกสารแนบ 6)

7 แนะนำ ฝึกสอน และอบรมลูกจ้าง เพื่อให้การปฏิบัติงานปลอดจากเหตุอันจะทำให้เกิดความไม่ปลอดภัยในการทำงาน (ตามเอกสารแนบ 7)

8 ตรวจวัดและประเมินสภาพแวดล้อมในการทำงานหรือดำเนิน การร่วมกับบุคคลหรือนิติบุคคลที่ขึ้นทะเบียน หรือได้รับใบอนุญาตตามกฎหมายว่าด้วยความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงานหรือกฎหมายอื่นที่เกี่ยวข้อง (ตามเอกสารแนบ 8)

9 เสนอแนะต่อนายจ้างเพื่อให้มีการจัดการด้านความปลอดภัยในการทำงาน ที่เหมาะสมกับสถานประกอบกิจการ และพัฒนาให้มีประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่อง (ตามเอกสารแนบ 9)

10 ตรวจสอบหาสาเหตุ และวิเคราะห์การประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่อง จากการทำงาน และรายงานผลการตรวจสอบ รวมทั้งเสนอแนะแนวทางแก้ไขปัญหาต่อนายจ้างเพื่อป้องกันการเกิดเหตุโดยไม่ชักช้า (ตามเอกสารแนบ 10)

11 รวบรวมสถิติ วิเคราะห์ข้อมูล จัดทำรายงาน และข้อเสนอแนะเกี่ยว กับการประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องจากการทำงานของลูกจ้าง เสนอต่อนายจ้าง (ตามเอกสารแนบ 11)

12 ให้ความรู้และอบรมด้านโรคจากการประกอบอาชีพและสิ่งแวดล้อมแก่ลูกจ้างก่อนเข้างาน และระหว่างทำงาน เพื่อทบทวนความรู้อย่างน้อยปีละหนึ่งครั้ง (ตามเอกสารแนบ 12)

13 ปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยในการทำงานอื่นตามที่นายจ้างมอบหมาย

[redacted] (นายจ้าง)/ผู้รายงาน

[redacted] (จป.ระดับวิชาชีพ)/ผู้จัดทำรายงาน

➢28ข

เอกสารการทำ Pipe to Soil Potential Survey ตรวจสอบระดับแรงดันไฟฟ้าที่ใช้ป้องกันการผุกร่อน (Cathodic Protection System)

GC

Site Investigation
Sacrificial Anode
Cathodic Protection
(SACP) System at GC
GTF Plant

GCME

aurecon

[redacted]

Document control record

Document prepared by:

Aurecon Consulting (Thailand) Co Ltd
Pakin Building, 11th Floor, Unit 1101
9 Ratchadapisek Road
Kwang Dindaeng
Khet Dindaeng
Bangkok 10400
Thailand

T +662 333 3222
F +662 333 3233
E bangkok@aurecongroup.com
W aurecongroup.com

Document control aurecon

Report title		Investigation report				
Document code			Project number		506284	
File path		Https://aurecongroup.sharepoint.com/sites/506284/6 Deliver Asset/604 Commission and Test/Report/Site Investigation - Sacrificial Anode Cathodic Protection (SACP) System at GC GTF Plant Rev.1.docx				
Client		GC Maintenance and Engineering Co., Ltd.				
Client contact		Khun Narongkorn	Client reference			
Rev	Date	Revision details/status	Author	Reviewer	Verifier (if required)	Approver
0	2019-09-03	Draft	PW	CW		
1	2019-09-25	Issued to client	PW	CW	UK	SC
Current revision		1				

Contents

Appendices

Figures

Tables

1 Introduction

1.1 General

The buried metallic pipelines of the GC7 BTF plant have a Sacrificial Anode Cathodic Protection (SACP) system installed to provide protection from corrosion. This SACP system was known to have the following issues:

- CP under-protection of underground pipelines
- Uneven CP protection levels within the plants
- Electrically shorted insulating flanges

Aurecon has been engaged by GCME (GC7 BTF plant's project management) to conduct a comprehensive inspection and performance survey of the existing CP system with the objectives below:

- To inspect and assess the current condition and protection levels provided by the existing SACP system.
- To identify any deterioration of the existing SACP system..
- To identify hot spot areas where the existing SACP system cannot protect the underground pipelines
- To obtain the necessary parameters for CP retrofit design i.e. soil resistivity and CP current requirement.
- To provide recommendations for a maintenance plan

1.2 Background

GC7 BTF plant is a storage tank farm located in Map Ta Phut, Rayong, as per Figure 1.

Figure 1: BTF plant overview

Based on documents provided by GC7 BTF, the summary of the existing SACP systems is shown in Table 1.

Table 1: The summary of existing SACP systems of GC7 BTF plant

System area	Upstream	FW in BTF plant	TTP / BPE / NPC	Butene Tank T-6982
Protected pipes	• 6" treat water pipeline • 4" Propylene pipeline	• FW pipeline	• Gas pipelines • 3" ANSI600 • 4" IF • 10"IF	• FW (new) pipeline. • FW (existing) pipeline
CP type	SACP	SACP (anode directly welded to pipeline)	SACP	No information
Anode type	Magnesium anode	Magnesium anode	Magnesium anode	Magnesium anode
Installation year	1989 (29 years ago)	1989 (29 years ago)	1993 (25 years ago)	2006 (11 years ago)
TB / TP no.	12	-	18	1
IF no.	4	29	Approx. 8	To be confirmed
Pipe length	2.75 km	In BTF plant	3.65 km	In BTF plant

Notes:

As found at site, there are aboveground facilities for CP inspection and testing as below;

- Test post: 13 TPs
- Insulating flanges: 68 IFs

1.3 Scope of work

The following scope of CP inspections was performed:

- Attend safety induction and obtain contractor badge and Equipment inspection
- Kick off meeting with stakeholders to brief the overview of work
- Visual inspection and photographic record of aboveground CP facilities
- CP Potential reading at:
  - 13 test posts (TPs) of CP potential reading (as found)
  - 68 IFs
- AC potential reading of 81 test points
- Isolation testing of 68 insulating flanges (IFs)
- Sacrificial anode current output measurement (at test posts as available)
- Soil resistivity tests at 3 selected locations
- Current drainage test (CDT)
- Potential reading at 81 test points after energisation of temporary ICCP system
- Reporting and presentation of results
- Basic CP fundamentals session

The inspection works were conducted in 2 phases as summarized in the following sections:

1.3.1 Phase 1 - SACP System Inspection

The following tasks were conducted during the period 3rd – 6th June 2019:

- Visual inspection of CP aboveground equipment
- Measurement of ON and Instant OFF potentials, latter by manual disconnection of anode cables at test posts
- Insulation testing of insulation flanges
- Soil resistivity measurements at three (3) selected locations

1.3.2 Phase 2 - Current Drainage Test (CDT)

The CDT test performed during the period 16th – 19th August 2019 included:

- Setup and installation of a temporary ICCP system (by contractor company Virtus, GCME's contractor)
- CP potential reading at the test points and boxes after energization of the temporary ICCP system (OFF potential reading was taken with all existing SACP anode cables disconnected at test posts and the temporary ICCP system interrupted with portable interrupter).

1.4 Abbreviations

The abbreviations in Table 2, have been used throughout this report.

Table 2: Abbreviations

Abbreviation	Meaning
A/G	Aboveground
AJB	Anode Junction Box
CDT	Current Drainage Test
CSE	Copper/Copper Sulphate Reference Electrode
CP	Cathodic Protection
FW	Fire Water Pipes
ICCP	Impressed Current Cathodic Protection
IF	Insulating Flange
SACP	Sacrificial Anode Cathodic Protection
TB	Test Box
TP	Test Point (Additional selected on site)
TRU	Transformer Rectifier Unit
U/G	Underground

2 Standards and Protection Criteria

NACE (National Association of Corrosion Engineers) International stipulates the criteria used to assess the performance of cathodic protection systems in NACE SP 0169-2013 as follows:

- A negative (cathodic) potential of at least -850 mV vs CSE with CP applied. Voltage drop other than those across the structure-to-electrolyte boundary must be considered for valid interpretation of this voltage measurement. This potential is measured with respect to a saturated $Cu/CuSO_4$ reference electrode.

  Note: This implies that Instant-Off potentials should be used for assessment, achieving a polarised potential on the pipeline of at least -850 mV vs CSE.
- A minimum of 100 mV of cathodic polarization between the structure surface and a stable reference electrode contacting the electrode. This criterion may only be used when the -850mV criterion cannot be satisfied.
- The Instant "OFF" potential shall not be more negative than -1200 mV versus a saturated $Cu/CuSO_4$ reference electrode to avoid the risk of overprotection.

3 Methodology

3.1 AC potential measurements

The measurement was conducted by using a multimeter (model Fluke 117) to measure the AC potentials between the structure versus portable CSE in contact with the earth or other low resistance ground.

If an AC voltage in excess of 15 V is measured, the structure will be considered hazardous; and steps must be undertaken to reduce the hazardous voltage level. If the voltage is less than 15V AC, the structure/test point is deemed to be safe and no specific action is necessary.

3.2 Visual inspection

The following aboveground SACP facilities were inspected for any physical damage or corrosion with photographs taken as a record:

- CP Test points (TPs) or Test boxes (TBs)
- Insulating Flanges (IF)
- Spark gaps

3.3 Current output measurements

The existing sacrificial anode current outputs were measured with a calibrated DC current clamp meter (model Amprobe LR41) at all anode cables.

3.4 Soil resistivity measurement

Soil resistivity test was conducted at 3 selected locations using the Wenner 4 pin method with pin spacings of 1m, 2 m, 3m, 4m, 5m and 10m. The test results were used for the design of CP retrofit of the existing CP system in the future if required.

3.5 Insulating flanges test

This test was conducted to check the effectiveness of insulating flanges at the transition zone between the aboveground and underground pipes.

Test was conducted using 2 methods;

- **Method 1:**

  Measure the ON and Instant Off potential of the aboveground side and belowground side of the flanges against portable reference electrode with a voltmeter as shown in the Figure 2 belowError! Reference source not found.. If the ON potential or Instant Off potential reading between the two flanges is more than 100mV difference the insulating flange is deemed to be effective. If less than 100mV, other methods must be used to confirm the effectiveness of IF.

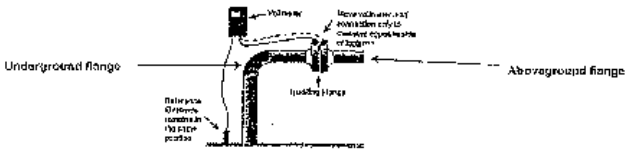


Figure 2: Potential measurement to assess effectiveness of insulating flange

- **Method 2:**

  Insulation test using an IF checker at flanges and bolt/nut as shown in Figure 3.

  - Apply the flexible probe to one side and the fixed probe to the other side of the flange. Ensure that the probes break through any paint or coating that may be present.
  - Press and hold the "TEST" button.

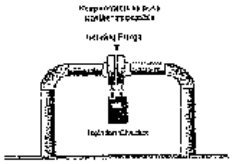


Figure 3: Insulation checker to assess effectiveness of insulating flange

Cathodic Protection Survey Procedures, Second Edition, W. Brian Hallissey

3.6 CP potential reading

The "ON" and "Instant OFF" potentials were measured by using a high input impedance volt meter (MC Miller model LC4.5) with respect to a Borin Stelth-3 portable $Cu/CuSO_4$ reference electrode (CSE) as shown in Figure 4Error! Reference source not found..

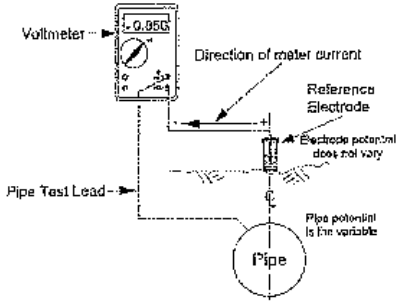


Figure 4: Structure to electrolyte potential measurement

SOURCE: Peabody's Control of Pipeline Corrosion Second Edition, A.W. Peabody

3.7 Current drainage test (CDT)

The current drainage test was conducted to assess the amount of CP current required to protect the underground pipeline sections. The temporary ICCP system for the CDT was designed and installed as below.

Refer to Table 3 below for equipment list and diagram of the CDT temporary ICCP system in Figure 5:

Table 3: Equipment list for CDT test

Item No.	Equipment	Specification	Quantity
1	DC power source: Transformer rectifier unit (TRU)	AC 380V, DC 75V / 75A	1 Unit
2	Current interrupter	As built current interrupter in TRU or Portable current interrupter 50A model CI-50	1 Unit
3	Anode bed	ICCP Anode canister with anode cable tail Active length and anode size 1.52m, 0.0762m diameter	4 Anodes
4	Feeder positive cable	CV cables minimum 16mm² size with 50m length	1 Cable
5	Negative cable	CV cables minimum 35mm² size with 15m length	3 Cables
6	AC power cable	As per TRU specification	1 Set
7	Miscellaneous	Cable lug, PVC tape, bolt and nut, fitting and temporary barricade (if required)	1 Set

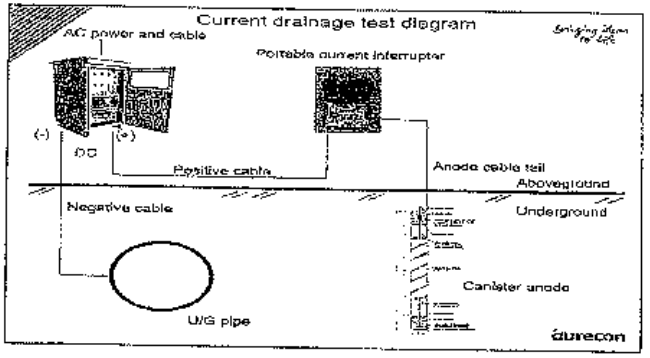


Figure 5: Diagram of the CDT temporary ICCP system

For installation details refer to the Drawing in **Appendix A.**

Four (4) canister MMO anodes were installed at a depth of 6m at Location T-6945A which has the lowest soil resistivity (refer to **Section 4.2**). After installation, the CDT temporary ICCP system was run at maximum output (41V/5A) allowing to polarise the underground structures for 3 days.

ON and Instant Off potentials at selected test boxes and insulating flanges were taken after 3 days with the temporary ICCP system interrupted at 12sec ON/ 3sec OFF interval. Polarisation was then calculated and used to estimate the minimum current required for the CP retrofit in future.

<u>Polarisation = Instant Off potential prior to CDT – Instant Off potential after CDT</u>

The following equations from the reference book; "Cathodic Protection Survey Procedures, Second Edition" were used to estimate the CP current required for the CP retrofit.

current necessary to meet the -850-mV_{CSE} criterion:

$$I_{req} = \frac{(-850\,\text{mV} - E_{native})}{(E_{off} - E_{native})} \times I_{test} \qquad (6.6)$$

where

I_{req} current required to achieve -850-mV_{CSE} criterion (amperes)

E_{native} native-structure-to-electrolyte potential (millivolts)

E_{off} Instant Off (polarized) structure-to-electrolyte potential (millivolts)

I_{test} test current applied for E_{off} (amperes)

Note: Include polarity of potential readings.

6.8.2 Equation (6.7) can approximate the current necessary to meet the 100-mV criterion from the temporary test current:

$$I_{req} = \frac{(-100\,\text{mV})}{(E_{off} - E_{native})} \times I_{test} \qquad (6.7)$$

where

I_{req} current required to achieve the 100-mV criterion (amperes)

E_{off} Instant OFF (polarized) structure-to-electrolyte potential (millivolts)

E_{native} native structure-to-electrolyte potential (millivolts)

I_{test} test current applied for E_{off} (amperes)

Note: Include polarity of potential readings.

3.8 Test limitations at site and methodology for CP potential reading

This section summarises the test limitations due to site conditions which may directly or indirectly impact the accuracy of test results and complexity of testing:

- True "OFF" potential readings:
  - Where the anode is unable to be disconnected due to being directly welded to U/G pipes no "OFF" potential reading was taken. Only ON potential readings were taken.
  - The existing SACP systems do not have a synchronous interruption function. Therefore for "Instant OFF" survey potential readings, individual anode cables were disconnected manually to obtain the "OFF" potential. The readings could be affected by the directly welded anodes and other anodes from adjacent test points, which remained connected.
  - Concrete areas and concrete pits affected potential reading results when placing the portable reference electrode.

    There were no monitoring test holes provided to allow portable CSE to contact the natural soil at test box or selected test points. Therefore, at concrete slab area, a wet sponge was attached to the portable CSE tip for CP potential reading. The presence of reinforced concrete will affect results.
  - If IFs are not working, mixed potentials would be obtained showing incorrect protection levels (potentials).
- Soil resistivity
  - Soil resistivity testing was performed using the four-pin Wenner method. It is important that the four metallic pins placed into the soil are equally spaced and in a straight line. The actual test locations and pin spacings were decided on site by the CP tester.
  - Soil resistivity tests can be affected by presence of buried metallic assets such as pipelines, earthing systems or concrete foundations. Whilst care was taken to select test locations, unknown assets could be present or separation to known assets insufficient due to space constraints.
- Current drainage test
  - All underground structures that are connected to the temporary CDT ICCP system are assumed to be electrically continuous. Pipes that are not electrically continuous with ICCP system would not receive CP protection current.
  - IF electrical shorts and stray currents may impact the potential readings in overall plant.
  - CP interference / stray current test report from other areas was not recorded or available.

4 Results and Discussion

This section summarises and discusses the results obtained from site work.

4.1 Insulation flange testing

From site inspection results, it was found that 12 of 68 (17%) insulating flanges (IFs) were electrically shorted. This would cause a reduction in protection levels and that the anodes to have shorter life due to CP current loss to other underground structures; e.g. a large group of ground rods, pipe rack foundations etc.

The following shorted IFs are listed in **Table 4**, and full details of the inspection are included in **Table 2** of **Appendix B**.

Table 4: Electrically shorted IF results

1	IF2	Refer to Drawing no.506284-CP-001	4"	FW	Electrically shorted
2	IF4		6"	FW	
3	IF22		10"	FW	
4	IF23		10"	FW	
5	IF25		2"	Unknown	
6	IF26		12"	FW	
7	IF32		10"	FW	
8	IF36		12"	FW	
9	IF47		12"	FW	
10	IF48		12"	FW	
11	IF49		4"	FW	
12	IF62		16"	FW	

The possible root causes of electrically shorted IFs are:

- Damaged IF kits (e.g. gasket, sleeve and washer components) due to severe environments e.g. UV, moisture, chemical, seawater, plant aging and mechanical force
- The IF kits were not properly installed i.e. due to incorrect size and materials etc. at:
  - IF24
  - IF53
  - IF54
- Some spark gap parts e.g. plastic covers etc. were damaged as per **Table 2** of **Appendix B**.
- Rust product from severe corrosion at the IF pipe flanges form a conductive bridge between the gap, causing an electrical short
- Zinc-rich paint applied in between IF gap
- Lack of maintenance

4.2 Soil resistivity

Soil resistivity test results are provided in Figure 6Error! Reference source not found.. Full results are provided in **Table 3** of **Appendix B**.

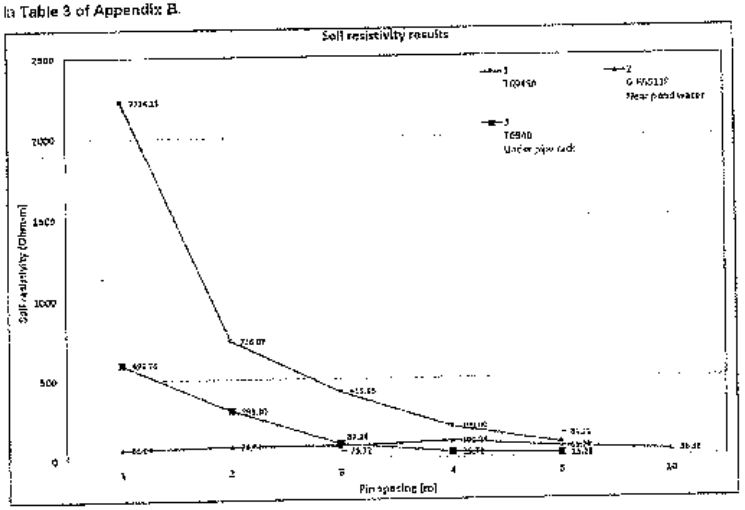


Figure 6: Soil resistivity results

Calculations and graphs from the 3 test locations show that:

- The overall soil resistivity in the plant is not homogenous or non-uniform, depending on the area
- The soil resistivity at Location T-0345A was high at 1m depth and is significantly lower at 2m to 10m depths
- The soil resistivity at Location 0-FA811F is low and more uniform at different soil depths compared to the other locations.
- Suitable soil resistivity can be found below 5-10m depth.

4.3 AC potential measurement

The AC potentials measured at the CP test facilities prior to performing any CP testing were found to be less than 15V AC versus portable CSE. Refer to **Table 1 and 2 of Appendix B** for the test post (TPs) and insulating flanges (IFs) test results.

Therefore, it is concluded that the CP system test facilities are safe for the CP tester to touch during the inspection period.

For safety reasons PPE must be used during testing.

4.4 CP system inspection and testing

4.4.1 Visual inspection

The findings from the visual inspection are summarised below. Full details and Photographic record are provided in Appendix B:

- Test posts (TPs);
  - Tag and cable labels were missing or not installed
  - Test post components were damaged or broken
  - Corrosion and dirt were observed inside test posts
  - Monitoring test holes through concrete pavement were not installed
- Selected test points at insulation flanges (IFs);
  - IF kit not suitable, air gap at gasket between both flanges
  - Some spark gaps were not installed, and some were broken
  - Coating was damaged at both flanges and flanges were corroded
  - Flanges were installed too close to ground level

The possible root causes of above items could be:

- General plant is aging in conjunction with an aggressive environment e.g. chemical pollution, marine environment etc.
- Incorrect maintenance
- Lack of maintenance

4.4.2 SACP anode current output and anode open potential measurement

The anode current output and open circuit potential vs CSE at some test posts were found to be inadequate. Refer to **Table 5.**

The SACP current ranged between 0.01 – 0.12A and the anode open potential vs CSE was between -498mV to -1548mV. This is an insufficient level according to Magnesium Anode specification from the manufacturer or standard AS 2239-2003 page 19 (magnesium anode open circuit potential is typically at -1500 mV to 1600mV vs CSE).

The low anode current output is likely due to the magnesium anodes being almost or fully consumed as they are likely to have reached end of the CP design life or have been prematurely depleted as a result of shorted insulating flanges.

Table 5: Test post (TP) inspection

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
TP1 / TPC	PVC	N/A	-1,307	-
TP2 / TPC		N/A	-1,295	-
TP3 / TPC		≈ 0.03	-505	-
TP4 / IF38	Aluminum	≈ 0.12	-1,441	-
TP5 / TP 1 APEX		≈ 0.05	-1,300	-
TP6 / TP 2 APEX		≈ 0.01	-495	-

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
TP7 / TP 3 APEX		N/A	N/A	Cables may have been cut
TP8 / TP 4 APEX		≈ 0.03	-1,213	-
TP9 / TP 5 APEX		N/A	N/A	Cables may have been cut
TP10 / TP 6 APEX		≈ 0.02	-900	-
TP11 / IF31		≈ 0.01	-666	-
TP12 / IF30		≈ 0.01	-666	-
TP13 / EDC		N/A	-1,548	-

The full inspection details are provided in **Table 1 of Appendix B.**

4.4.3 CP potential reading

Potential reading was conducted twice:

- 1st Potential reading prior to the CDT to obtain the base line On and Instant Off potentials
- 2nd Potential reading after the CDT to obtain the polarisation shift

The mapping of CP potential level for base line potential is in **Drawing CP-001 of Appendix C.**

The CP potential reading results are illustrated by the graph in **Figure 7.**

- The 1st Potential readings are given in the <u>base line potential</u> graph (Blue line) and indicate:
  - 75 test points (92%) are significantly underprotected (less negative than -850mV)
  - 5 test points (7%) achieved the CP protection criterion (more negative than -850mV) at IF28, IF29, IF60, IF61 and IF62
  - 1 test point (1%) is overprotected (more negative than -1200mV) at IF64
  - Maximum potential: -1218mV at IF64
  - Minimum potential: -395mV at TP10
- 2nd Potential readings after the CDT are given in the <u>CP shift potential</u> graph (Yellow line):
  - 72 test points (89%) remain significantly underprotected (less negative than -850mV)
  - 8 test points (10%) achieved CP protection (more negative than -850mV) at IF4, IF28, IF29, IF47, IF51, IF60, IF61 and IF62.
  - 1 test point (1%) is overprotected (more negative than -1200mV) at IF64
  - Maximum potential: -1209mV at IF64
  - Minimum potential: -417mV at IF25

The possible root causes of underprotection are a result of;

- The likely depletion of the existing SACP system.
- Coating deterioration as a result of aging plant and
- Accelerated anode consumption / Increased current demand as a result of shorted insulating flanges which causes:
  - Loss of current to earthing systems
  - Mixed potentials between shorted pipelines and earthing systems.

The possible root causes of overprotection reading could be attributed to:

- New localised galvanic anodes having been installed recently (as advised by BTF Team) which are directly bonded to underground product pipelines. It is therefore likely that the potential reading at IF64 was an ON potential between anode and pipeline (including an IR drop) and not a true 'OFF' pipe potential. (Refer to **Section 3.3.**)
- Stray current from unknown adjacent CP sources e.g. adjacent plant which might interfere at this test point (unlikely as the location is central to BTF Plant).

- There are some test points which did not receive any or insufficient current from the temporary CDT ICCP system, indicated by no potential change during ICCP system interruption cycles ON and OFF. Most of these pipes are product pipes such as air, **treated water, and EDC pipes.**

  The possible root causes are:

  - These pipes are being electrically isolated from the main pipeline network. Therefore, bond cables are required to connect with the main pipeline networking.
  - These pipelines are shorted to plant earthing, thus not receiving sufficient protective current to shift the potential.

- Moreover, there are 19 test points listed below with positive potential shift during CDT (CP protection level reduced)
  - TP1, TP2, TP5, TP13, IF24, IF28, IF29, IF30, IF38, IF43, IF44, IF53, IF54, IF56, IF57, IF60, IF62, IF63 and IF64

  The possible root causes are:

  - The pipes at these IFs and TPs are not electrically continuous to the temporary CDT ICCP system and did not receive protection current
  - The SACP system was disconnected at all test posts prior to the CDT test leading to depolarisation
  - These sections of pipeline are disconnected from the pipelines bonded into the trial and were therefore affected by stray current adverse effects.

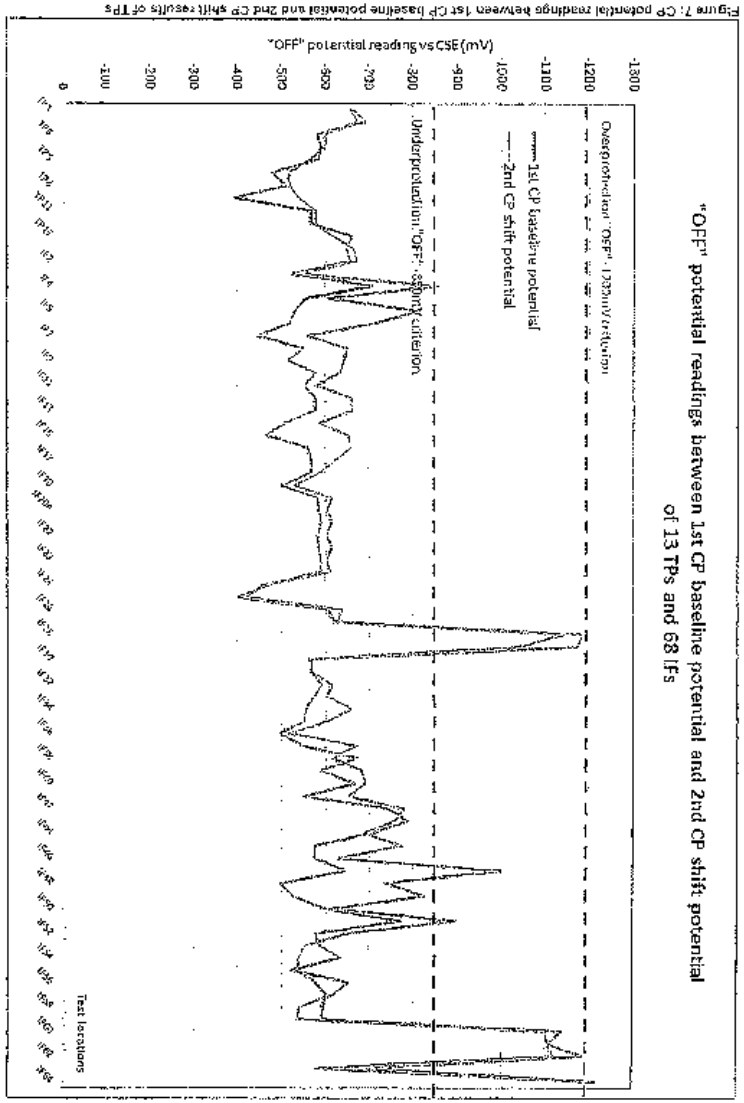


Figure 7: CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of TPs

4.4.4 Current drainage test (CDT)

CDT results from Table 4 and Table 6 of Appendix B are summarized below:

- The output of the system was limited to 5A/41V as soil resistivity is high.
- Significant polarisation shift (> 100mV) was only found at IF47 to IF49 near the anode bed location
- Maximum potential shift from base line: 353mV at IF47
- Minimum potential shift from base line: 7mV at TP8

The plot plan (coloured legend) for potential shift s is given in Drawing CP-002 of Appendix C.

The following can be concluded from the CDT results:

- A large number of the buried pipes within the plant is not electrically continuous with the main network pipelines and therefore did not received any protection during the CDT (refer Section 4.4.3). These pipes will need to be made electrically continuous during the CP retrofit in future.
- A significant amount of CP protection current is presently lost due to faulty electrical insulating flanges. A large amount of CP current will be required to protect all pipes and to accommodate this current loss.

4.4.5 Estimation of current requirements

It must be understood that the following estimates are based on field data and include two significant unknown variables:

1. Amount of current required to protect all pipes including all pipes currently not presently bonded into the system.
2. Amount of current which might not be required, if insulating fittings were in working order.

The current estimation using the following equations as per Section 3.7:

$I_{Req} = [(-100mV) / (P_{2nd} - P_{1st})] \times I_{CDT}$ ..... (1)

$I_{Req} = [(-850 - P_{1st}) / (P_{2nd} - P_{1st})] \times I_{CDT}$ ..... (2)

I_{Req}: Current requirement (A)

I_{CDT}: Current output for CDT(A)

P_{1st}: 1st Potential reading base line potential

P_{2nd}: 2nd Potential reading from CDT test

Two values have been calculated:

1. Current to achieve 100mV polarisation
2. Current to achieve -850mV instant off potential.

To assess the risks involved due to the unknowns, the estimation of required CP current to protect the entire plant has been performed using 3 scenarios:

Scenario 1: (Worst Case Scenario) – at TP8 where only 7mV polarisation is achieved from the CDT

- To achieve -100mV shift criteria by using equation 1:

  $I_{Req} = [(-100mV) / (-519 - (-512))] \times 5A$ ..... (3)

  $I_{Req} = 71.4A$

- To achieve -850mV criteria by using equation 2:

  $I_{Req} = [(-850 - (-512)) / (-519 - (-512))] \times 5A$ ..... (4)

  $I_{Req} = 241.4A$

The significant amount of current required to protect the structure at TP8 by single point anode bed which it is likely overestimation due to the structure being electrically shorted to other structure e.g. copper earthing and/or this test point being located too far from the temporary anode bed, thus receiving insufficient current due to attenuation.

Scenario 2: (Best Case Scenario) – at IF4, IF5, IF15, IF45, IF47, IF48 and IF49 with average of 245mV polarisation achieved. The locations are around the CDT ICCP system anode area.

- To achieve -100mV shift criteria by using equation 1:

  $I_{Req} = [(-100mV) / (-809 - (-564))] \times 5A$ ..... (5)

  $I_{Req} = 2.04A$

- To achieve -850mV criteria by using equation 2:

  $I_{Req} = [(-850 - (-564)) / (-809 - (-564))] \times 5A$ ..... (6)

  $I_{Req} = 5.83A \approx 6A$

Using these results would lead to a significant underestimation of the current demand. Therefore, next scenario would be discussed.

Scenario 3: (Average based scenario): This scenario uses the following assumptions which have been made based on the test results:

a) The temporary anode bed affected approximately at 25% of the overall plant only refer to Drawing CP-002 of Appendix C.

b) In that achieved area, the 5A output from CDT test would achieve at average typically at 80mV polarization or more.

c) Approximate polarization shift of 300mV is required to achieve the -850mV criterion from the typical baseline potential is approximate at -550mV).

On these above bases it can be assumed that the total current required is as calculation steps:

- **Step 1:** If it would like to achieve 80mV polarization for overall plant (100% = 25% x 4 times), the current demand:
  - 5A x 4 = 20A ..... (7)
- **Step 2:** If it would like to achieve 300mV polarization for overall plant (3.75 times = 300mV / 80mV), the current demand:
  - 20A x 3.75 = 75A ..... (8)

As the current demand significantly in resulting material and construction costs then consideration should be given to further narrow the risks in establishing current demand. This could be achieved by the following approach:

1. Install all required bonding between all pipelines to be protected,
2. Repair all faulty insulating flanges and confirm insulation from earthing systems, and
3. Repeat the CDT after tasks 1 and 2 have been completed.

If the above options <u>are not</u> feasible to perform, the retrofit CP system should be designed for a minimum 75A output.

4.5 CP system retrofit concept

It is <u>not practical</u> or recommended to use a single point anode bed. It is further desirable to reduce the total current required to protect the plant due to the following reasons:

- Poor CP current distribution
- Difficult to control and balance the CP protection levels within the plant
- Overprotection highly likely to occur at test points that are located near anode bed
- Space limitation for large anode beds being installed
- Significant savings in materials and installation cost
- Significant reduction of risk of stray current and interference problems

In order to achieve a 75A output and minimize the risks above, a distributed anode bed design should be selected, the concept design drawing is enclosed into **Drawing CP-003 of Appendix C.**

This is a concept only and shall be confirmed in conjunction with other design factors by a CP designer during the detailed design stage.

5 Conclusion and Recommendations

5.1 Conclusion

From the test results and discussion in **Section 4**, it can be concluded that;

- The existing SACP system is inadequate with only 8% of the tested TPs/IFs are indicating protected levels.
- A new impressed current CP system is required
- 12 of 68 (17%) insulating flanges (IFs) are found to be electrically shorted.
- No unsafe AC voltage exceeding 15V vs CSE was found during the inspection period
- Several issues were identified during the site investigation such as corrosion at the IFs, damaged spark gap, damaged test boxes, no cable labels as summarised in **Section 4.1**.
- A large number of the buried pipes within the plant are not electrically continuous with main network pipelines and therefore did not receive any protection during the CDT (refer **Section 4.4.3**). These pipes will need to be made electrically continuous during the CP retrofit in future.
- A significant amount of CP protection current is lost due to the electrical isolation issues to other structures (e.g. to copper earthing).
- The approximate total CP current requirement to boost the protection level is estimated to be 75A.
- Overall, the soil in the plant is not homogenous. Low resistivities, which are more suitable for anode bed installation, were observed at greater depth (refer to **Section 4.2**)

5.2 Recommendations

Based on the inspection and test results and the conclusions made in this report, the following recommendations are made:

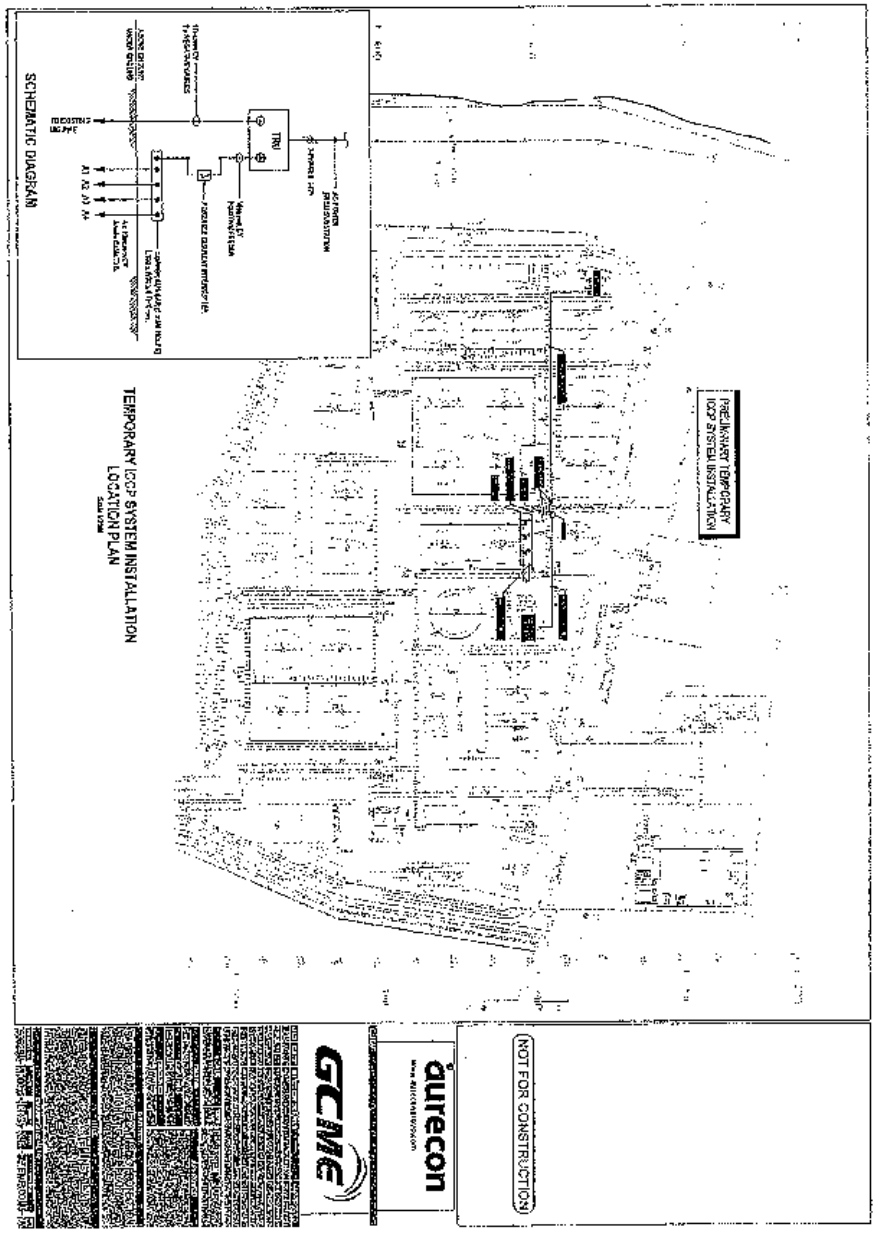
- Consider additional works of Phase 1 and Phase 2 below, prior to finalising of the detailed design:
  a) <u>**Phase 1: Electrical Isolation and Continuity Works**</u>
     - Rectify all the electrical short at the IFs
     - Install bond cables for the buried pipes that were found to be not electrically continuous with the main network pipe
     - Install additional test points as required
  b) <u>Phase 2: Current Drainage Test</u>
     - Perform another current drainage test after all the electrical isolation and continuity works are completed

If it is <u>not decided</u> to conduct Phase 1 and 2 additional works, use the following approach:

- Conduct detailed design of a retrofit ICCP system.
- Install bonding cables to bond all insulated pipelines into a single system.
- Repair as many damaged insulating flanges as possible.
- Install the retrofit ICCP system.
- Commission the new ICCP system, including interference testing.
- Rectify all punch lists from visual inspection in **Section 4.4.1**
  - Install a new standard IF kit (Full face type E suite to pipe flange diameter and ANSI data) at:
    - IF24, IF53 and IF54
  - Repair or replace the broken IFs and sparking gap kits with GC's standard specification as per **Table 2 of Appendix B.**
  - Install a concrete pit at the IFs located close to ground level to prevent moisture or water flooding, which may cause electrical shorting in the long term. An alternative option is to install waterproof wrapping e.g. Denso wrap product at IF section.
  - Nominate permanent test points with monitoring test hole of the entire plant to maintain consistance of potential reading for future monitoring
- Implement six-monthly CP performance surveys to ensure satisfactory operation by third party with NACE qualified personnel.

Appendix A

Installation details of CDT



Client:	GCME	Location:	BPF plant, Boyne	Legend:	√ = Yes or Good condition
Project no:	505284	Weather Condition:	Rain and hot		X = No or Not good condition
Survey by:	CW, PW, SC and AV	Date of survey:	3-6 July 2019		n/A = Not applicable
Equipment:	Potential meter - HOLIPMC Miller, Portable Cu/CuSO4 reference electrode and Clamp meter - Amprobe LH41A				
Appendix B:	Survey Data				

Table 1 : Test Post (TP) inspection, visual inspection findings and 1st CP Potential reading

			AC potential reading	AC current	CP potential reading	CP potential reading	Achieved project criteria	Anode current output (A)	Open potential reading (mV)	Visual Inspection of Test post							
			AC potential (mV)	AC current (A)	"Off" potential reading (mV)	"On" potential reading (mV)				Test of corroded or surface coating (1)	Presence of moisture, water and dirt dust inside box (2)	Free of corrosion inside box (3)	Free of damage of test post (4)	Existing wire not disappeared (5)	Permanent tag/label installed on cables (6)	Monitoring test hole was provided (7)	
TP1 / TP2	PW	Refer to Drawing no.505284-CP-001	0	0.00	-792	867	X	N/A	-1307	N/A	√	N/A	√	N/A	X	X	-
TP3 / TP4	PW		34	0.01	-502	-580	X	0.03	505	N/A	√	N/A	√	N/A	X	X	-
TP5 / TP 1 APEX	PW		0	0.00	-654	-585	X	0.05	-1000	√	√	√	√	√	√	X	No dust seal inside box
TP7 / TP 3 APEX	PW		0	0.00	N/A	N/A	X	N/A	N/A	√	√	X	√	√	√	X	Probably, cable was been cut
TP9 / TP 5 APEX	PW		0	0.01	N/A	N/A	X	0.00	N/A	√	√	X	√	X	√	X	Probably, cables have been cut
TP11 / TP31	PW		0	0.00	-575	-516	X	0.01	-665	√	√	√	√	√	X	X	-
TP13 / EBC	EBC		0	0.00	-839	-661	X	N/A	-1548	√	X	X	√	√	X	X	-

Notes

1. Locations of SACP facilities are refer to 505284-Drawing no. 505284-CP-001

2. Where a "X" is shown in above typical test point table refer to recommendation work in table below.

Recommendation works for minor defect from visual inspection

1	Don often at surface coating of test post	1. Aggressive environment from petrochemical plant 2. Inappropriate coating system specification	Removing corrosion product and re coat with coating specification or higher level
2	Dust seal at cable entry hole was not completely sealed or damaged by dove		Clean to remove all dirt and install dust seal at cable entry hole in test post
3	Corrosion in junction box		
4	Damage of test post		
5	Text tag was not disappeared	Lost due to mechanical influence	Install new box lid
6	Permanent tag/label not installed	Lost due to mechanical influence	Install permanent tag/label
7	No monitoring test hole at test post	Not be designed to install	Install monitoring test hole for consistency of future monitoring

aurecon

Appendix B
Site data tables and Photographic record

Client: GCME
Project no.: 506284
Survey by: CW, PW, SC and AV
Equipment: Potential meter - LC4.5 MC Miller, Portable Cu/CuSo4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 001
Appendix B: Survey Data
Table 2: Insulation flange (IF) testing, visual inspection findings and 1st CP Potential reading

Location: BTF plant, Rayong
Weather Condition: Rain and hot
Date of survey: 3-6 July 2019

Legend: ✓ = Yes or Good condition
X = No or Not good condition
N/A = Not applicable

				A/G flange			U/G flange				IF checker testing			Visual inspection				
				AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	Achieved project criteria	Electrical isolation	% Shorted at Flanges	% Shorted at Bolt and nut	Sparking gap installed	Free of damage or corrosion: Flange	Free of damage or corrosion: Bolt and nut	Free of damage or corrosion: Sparking gap	
IF23	FW	10	Refer to Drawing no.506284-CP-001	0	-583	-583	0	-588	-588	X	Shorted	100%	-	✓	✓	✓	✓	-
IF23A	FW	1																
IF24	Treated Water	2		53	-489	-489	53	-475	-475	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	Gasket is wider than IF diameter
IF25	Unknow	2																
IF26	FW	2		0	-599	-599	0	-608	-608	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	X	-
IF27	FW	17																
IF28	FW	12		0	-1176	-1176	0	-1185	-1185	✓	Shorted	100%	-	✓	✓	✓	✓	Installed at low level position
IF29	FW	12																
IF30	FW	12		0	-570	-560	0	-576	-565	X	Isolated	-	-	✓	X	X	X	-
IF31	FW	22																
IF32	FW	10		0	-638	-638	0	-590	-590	X	Shorted	100%	-	✓	X	✓	✓	Installed at low level position
IF33	FW	10																
IF34	FW	9		0	-553	-553	0	-554	-554	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF35	FW	12																
IF36	FW	12		26	-509	-509	0	-493	-493	X	Isolated	-	-	✓	X	X	X	-
IF37	FW	6																
IF38	FW	22		0	-673	-673	0	-673	-673	X	Shorted	100%	-	✓	X	X	X	-
IF39	FW	22																
IF40	FW	6		0	-374	-374	0	-666	-666	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF41	FW	22																
IF42	FW	22		0	N/A	N/A	0	-903	-743	X	Isolated	-	-	✓	X	X	X	-
IF43	FW	22																
IF44	FW	22		0	-610	-557	0	-632	-703	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF45	FW	22																
IF46	FW	22		0	-629	-624	0	-587	-575	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-

aurecon

Client: GCME
Project no.: 506284
Survey by: CW, PW, SC and AV
Equipment: Potential meter - LC4.5 MC Miller, Portable Cu/CuSo4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 001
Appendix B: Survey Data
Table 2: Insulation flange (IF) testing, visual inspection findings and 1st CP Potential reading

Location: BTF plant, Rayong
Weather Condition: Rain and hot
Date of survey: 3-6 July 2019

Legend: ✓ = Yes or Good condition
X = No or Not good condition
N/A = Not applicable

				A/G flange			U/G flange				IF checker testing			Visual inspection				
				AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	Achieved project criteria	Electrical isolation	% Shorted at Flanges	% Shorted at Bolt and nut	Sparking gap installed	Free of damage or corrosion: Flange	Free of damage or corrosion: Bolt and nut	Free of damage or corrosion: Sparking gap	
IF1	FW	6	Refer to Drawing no.506284-CP-001	30	-646	-646	30	-648	-648	X	Isolated	-	-	X	✓	X	N/A	Blind flange
IF2	FW	4																
IF3	FW	6		40	-525	-525	48	-525	-525	X	Isolated	-	-	X	X	✓	N/A	Blind flange
IF3A	FW	6																
IF4A	FW	12		0	-553	-553	0	-554	-554	X	Isolated	-	-	✓	X	✓	✓	-
IF5	FW	4																
IF6	FW	6		0	-521	-521	0	-521	-519	X	Isolated	-	-	✓	X	X	X	Installed at low level position
IF7	FW	6																
IF8	FW	6		0	-551	-551	0	-551	-551	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF9	FW	10																
IF10	FW	6		24	-582	-582	24	-579	-579	X	Isolated	-	-	X	X	X	N/A	Installed at low level position
IF11	FW	10																
IF12	FW	6		0	-581	-581	0	-576	-576	X	Isolated	-	-	✓	X	✓	✓	Installed at low level position
IF13	FW	6																
IF14	FW	4		0	-506	-506	0	-507	-507	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-
IF15	FW	4																
IF16	FW	4		0	-553	-559	0	-559	-559	X	Isolated	-	-	✓	X	✓	X	-
IF17	FW	12																
IF18	FW	4		0	-573	-566	0	-575	-566	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF19	Air	2																
IF20	FW	10		0	-575	-575	0	-582	-582	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF20A	FW	1																
IF21	Treated water	3		0	-585	-585	0	-591	-591	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-
IF22	FW	20																
IF22A	FW	1		0	-578	-578	0	-583	-583	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-

aurecon

Client:	GCME	Location :	BTF plant, Rayong
Project no.:	S06284	Weather Condition:	Rain
Survey by:	CW, PW, SC and AY	Date of survey:	3-Jul-2019

Equipment: Fluke 1625-2 GEO Earth Ground Tester Kit
Appendix B : Survey Data
Table 3 : Soil resistivity measurement

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1 T6545A	1.00	354.00	2224.25	0.00	-	-	0m	to	1m	2224.25	Sand area
	2.00	88.20	1109.35	0.01	0.01	117.47	1m	to	2m	738.07	
	3.00	37.80	712.31	0.03	0.02	66.35	2m	to	3m	415.63	
	4.00	16.80	422.23	0.06	0.03	30.24	3m	to	4m	196.00	
	5.00	7.30	279.94	0.14	0.08	22.91	4m	to	5m	81.33	
	10.00	-	-	-	-	-	5m	to	10m	N/A	There was no space to testing
	15.00	-	-	-	-	-	10m	to	15m	N/A	
2 0-FA811F Near pond water	1.00	9.81	61.64	0.10	-	-	0m	to	1m	61.64	Sand area
	2.00	5.36	57.36	0.19	0.08	11.82	1m	to	2m	74.24	
	3.00	3.71	69.93	0.27	0.08	12.05	2m	to	3m	75.72	
	4.00	3.01	75.65	0.33	0.06	15.95	3m	to	4m	100.24	
	5.00	2.30	72.26	0.43	0.10	9.75	4m	to	5m	61.27	
	10.00	0.77	48.38	1.30	0.86	1.16	5m	to	10m	36.36	
	15.00	-	-	-	-	-	10m	to	15m	N/A	There was no space to testing
3 T6940 Under pipe rack	1.00	94.50	593.76	0.01	-	-	0m	to	1m	593.76	Sand area
	2.00	31.60	397.10	0.03	0.02	47.48	1m	to	2m	298.30	
	3.00	9.80	184.73	0.10	0.07	14.21	2m	to	3m	89.26	
	4.00	3.19	80.17	0.31	0.21	4.73	3m	to	4m	29.72	
	5.00	1.38	43.35	0.72	0.41	2.43	4m	to	5m	15.28	
	10.00	-	-	-	-	-	5m	to	10m	N/A	There was no space to testing
	15.00	-	-	-	-	-	10m	to	15m	N/A	

Note;
1.Locations of SACP facilities are referred in Drawing no. S06284-CP-001

Client:	GCME	Location :	BTF plant, Rayong
Project no.:	S06284	Weather Condition.	Rain and hot
Survey by:	CW, PW, SC and AY	Date of survey:	3-6 July 2019

Legend : ✓ = Yes or Good condition
X = No or Not good condition
N/A = Not applicable

Equipment: Potential meter – UT4.5 MC Miller, Portable Cu/CuSo4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 601
Appendix B : Survey Data
Table 2 : Insulation (Range (IF) testing, visual inspection findings and 1st CP Potential reading

[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
				A/S Range			U/G Range				IF checker testing			Visual inspection			
				AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	Achieved project criteria	Electrical Isolation	% Shorted at Flanges	% Shorted at Bolt and nut	Sparking gap installed	Free of damage or corrosion Flange	Free of damage or corrosion Bolt and nut	Free of damage or corrosion Sparking gap	[illegible]
IF45	FW	32	Refer to Drawing no.S06284-CP-001	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	Shorted	100%	-	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	Installed at low level position
				0	-796	-796	0	-497	-497	X	Shorted	100%	-	✓	X	X	X	Installed at low level position
IF49	FW	4		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	Shorted	100%	-	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
				0	-596	-596	30	-598	-598	X	Isolated	-	-	✓	✓	X	✓	Pond or Ponding location
IF50	FW	10		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	Isolated	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
IF52	FW	36		32	-577	-577	42	-577	-577	X	Shorted	100%	-	X	X	X	N/A	No insulation washer installation
IF53	Air	2		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
IF54	Air	2		0	-576	-576	30	-634	-634	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Gasket type is Not full face type C
IF55	Unknow	6		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	Isolated	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
IF56	Air	2		0	-513	-513	0	-553	-553	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-
IF57	Air	2		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	Isolated	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
IF58	Propylene	4		0	-591	-591	0	-541	-541	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-
IF59	EDC	4		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
IF60	Propylene	4		0	-1057	-1057	0	-1140	-1140	✓	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Air gap is at flange gasket
IF61	Butene-1	3		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
IF62	EDC	4		0	-1109	-1109	0	-1006	-1006	✓	Isolated	-	-	X	X	X	N/A	Installed at low level position
IF63	EDC	4		[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
IF64	Ethylene	8		48	-1317	-1316	35	-1229	-1218	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Air gap is at flange gasket

Client: GCME
Project no.: 506284
Survey by: CW, PW, SC and AV
Equipment: Potential meter - LC4.5 MC Miller and Portable Cu/CuSO4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 501
Appendix A : Survey Data
Table 5 : CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of IFs

Location : BTF plant, Rayong
Weather Condition:
Date of survey:

TRU output	41V / 5A
A1	1.31A
A2	1.22A
A3	1.08A
A4	1.41A

GCME

			A/G flange			U/G flange			2nd survey A/G flange			2nd survey U/G flange				
			AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV) P1	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV) P1	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV) P2		
TP1	FW	6	20	-648	-648	20	-648	-648	46	-714	-704	46	-674	-664		-
IF3	FW	6	48	-525	-525	48	-525	-525	86	-375	-369	86	-522	-540		-
IF4A	FW	12	0	-553	-553	0	-554	-554	0	-615	-606	0	-638	-607		-
IF6	FW	6	0	-521	-521	0	-521	-519	0	-794	-716	66	-745	-712		-
IF8	FW	8	0	-551	-551	0	-551	-551	0	-469	-640	49	-655	-650		-
IF10	FW	6	24	-582	-582	24	-579	-579	68	-650	-649	58	-649	-633		-
IF12	FW	6	0	-581	-581	0	-576	-576	48	-672	-671	48	-673	-660		-
IF14	FW	4	0	-506	-506	0	-507	-507	0	-504	-552	52	-597	-587		-
IF16	FW	4	0	-559	-559	0	-559	-559	46	-666	-657	45	-667	-657		-
IF18	FW	4	0	-573	-565	0	-575	-566	0	-585	-585	42	-597	-588		-
IF20	FW	10	0	-575	-575	0	-582	-582	25	-600	-600	51	-620	-613		-
IF21	Treated water	3	0	-583	-585	0	-591	-591	0	-598	-598	32	-620	-613		-
IF22A	FW	1	0	-578	-578	0	-583	-583	22	-609	-609	36	-623	-614		-

aurecon

Client: GCME
Project no.: 506284
Survey by: CW, PW, SC and AV
Equipment: Potential meter - LC4.5 MC Miller and Portable Cu/CuSO4 reference electrode
Appendix B : Survey Data

Location : BTF plant, Rayong
Weather Condition: Hot
Date of survey: 19-Aug-19

TRU output	41V / 5A
A1	1.31A
A2	1.22A
A3	1.08A
A4	1.41A

Table 6 : CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of TPs

		AC Power		CP potential reading					
		1st survey	2nd survey	1st survey		2nd survey			
		AC potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" potential reading (mV)	"OFF" potential reading (mV) P1	"ON" potential reading (mV)	"OFF" potential reading (mV) P2		
TP1	FW	0	96	-792	-667	-772	-660		-
TP3	FW	34	41	-566	-580	-602	-595		-
TP5	FW	0	23	-664	-585	-576	-567		-
TP7	FW	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-	-
TP9	FW	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-	-
TP11	FW	0	39	-575	-566	-588	-579		-
TP13	EDC	0	0	-839	-661	-617	-617		Not electrically continue to main FW pipe

aurecon

GCME

Client: GCME
Project no.: SD6284
Survey by: CW, PW, SC and AV
Equipment: Potential meter - LC4.5 MC Miller and Portable Cu/CuSo4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 001
Appendix A : Survey Data
Table 5 : CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of IFs

Location : BTF plant, Rayong
Weather Condition:
Date of survey:

TRU output	48V / 5A
A1	1.31A
A2	1.22A
A3	1.08A
A4	1.41A

GCME

			A/G flange			U/G flange			2nd survey A/G flange			2nd survey U/G flange				
			AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)		
IF48	FW	32	0	-796	-496	0	-497	-497	53	-660	-246	-51	-860	-739		-
IF49	FW	4	0	-596	-596	39	-598	-598	0	-519	-632	-69	-526	-615		-
IF50	FW	16	52	-577	-577	42	-577	-577	258	-650	-650	-258	-650	-650		Not electrically continue to main FW pipelines
IF52	Air	2	0	-576	-576	53	-634	-634	0	-576	-577	36	-539	-559		Not electrically continue to main FW pipelines
IF54	Air	2	0	-611	-612	0	-653	-653	52	-630	-630	80	-577	-577		Not electrically continue to main FW pipelines
IF56	Propylene	4	0	-531	-531	0	-541	-541	49	-578	-577	245	-600	-591		-
IF58	Propylene	4	0	-1057	-1057	0	-1140	-1140	35	-1037	-1035	245	-1035	-1099		-
IF60	EDC	4	0	-1109	-1103	0	-1086	-1186	0	-1142	-1142	0	-1124	-1170		-
IF62	Ethylene	8	00	-1137	-1136	35	-1220	-1218	30	-1127	-1130	300	-1205	-1209		

aurecon

Client: GCME
Project no.: SD6284
Survey by: CW, PW, SC and AV
Equipment: Potential meter - LC4.5 MC Miller and Portable Cu/CuSo4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 001
Appendix A : Survey Data
Table 5 : CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of IFs

Location : BTF plant, Rayong
Weather Condition:
Date of survey:

TRU output	48V / 5A
A1	1.31A
A2	1.22A
A3	1.08A
A4	1.41A

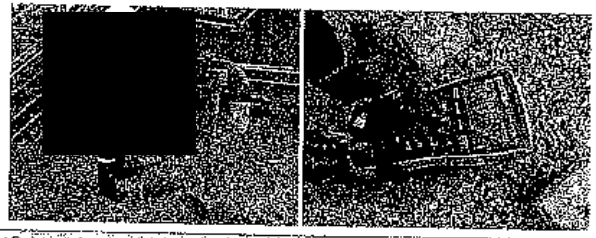
GCME

			A/G flange			U/G flange			2nd survey A/G flange			2nd survey U/G flange				
			AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)		
IF23	FW	30	0	-563	-685	0	-585	-585	24	-596	-596	49	-612	-603		-
IF24	FW	2	35	-489	-489	52	-475	-475	0	-489	-489	99	-461	-461		Not electrically continue to main FW pipelines
IF25	Treated water															
IF26	FW	2	0	-599	-599	0	-608	-608	27	-629	-629	52	-647	-639		-
IF27	FW															
IF28	FW	12	0	-1176	-1176	0	-1185	-1185	20	-1192	-1195	24	-1149	-1149		-
IF29	FW															
IF30	FW	17	0	-570	-550	0	-576	-566	0	-552	-552	37	-567	-599		-
IF31	FW															
IF32	FW	30	0	-638	-636	0	-590	-550	0	-612	-613	41	-623	-613		-
IF33	FW															
IF34	FW	3	0	-559	-553	0	-554	-554	0	-650	-660	46	-660	-659		-
IF35	FW															
IF36	FW	12	35	-509	-509	0	-465	-465	20	-522	-529	25	-522	-528		-
IF37	FW															
IF38	FW	12	0	-673	-672	0	-678	-678	93	-625	-632	93	-628	-625		-
IF39	FW															
IF40	FW	6	0	-374	-374	0	-665	-665	85	-705	-695	53	-653	-650		-
IF41	FW															
IF42	FW	12	0	N/A	N/A	0	-801	-743	30	-724	-685	0	-790	-779		-
IF43	FW															
IF44	FW	12	0	-620	-557	0	-822	-703	0	-770	-685	119	-770	-655		-
IF45	FW															
IF46	FW	12	0	-669	-624	0	-587	-575	104	-593	-624	113	-725	-675		-

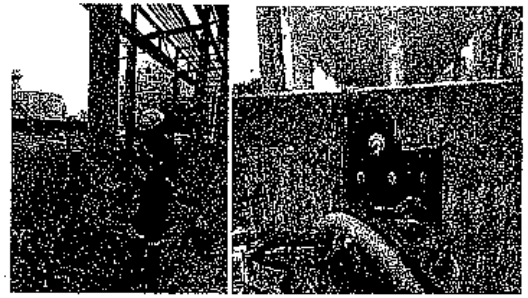
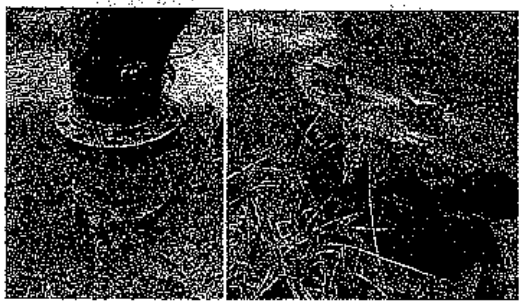
aurecon

Photographic record

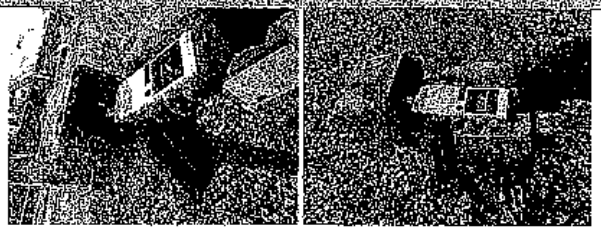
1 AC potential measurements

Photo no.	Photographic record
1	▪ AC potential measurements at Test posts 
2	▪ AC potential measurements at Insulating flanges 

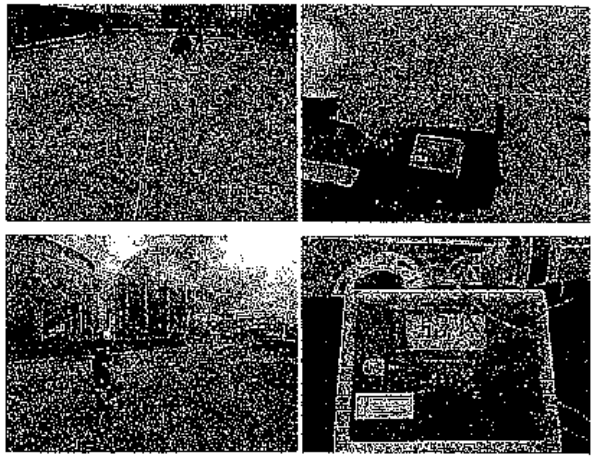
2 Visual inspection

Photo no.	Photographic record
1	▪ Visual inspection at Test posts 
2	▪ Visual inspection at Insulating flanges 

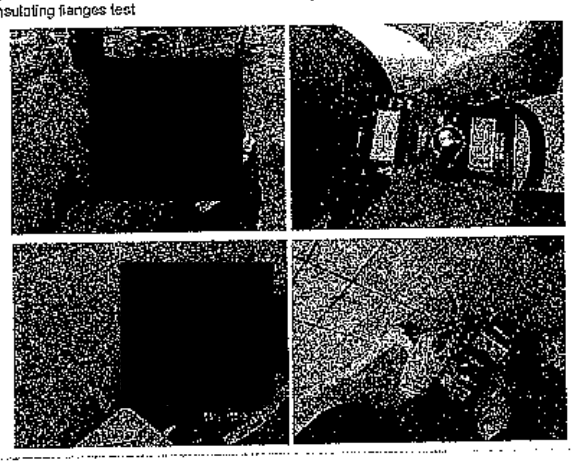
3 Current output measurements

Photo no.	Photographic record
1	

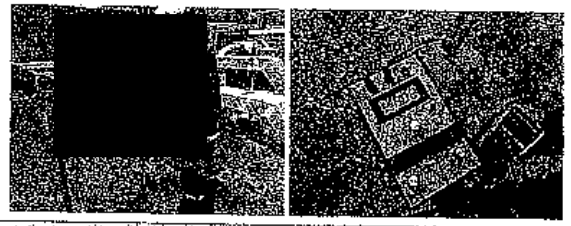
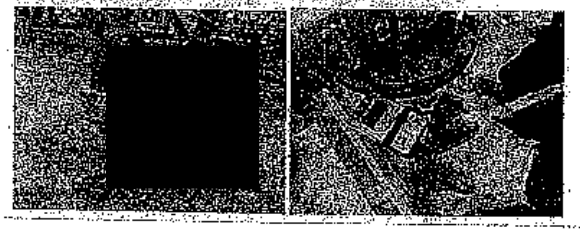
4 Soil resistivity measurement

Photo no.	Photographic record
1	Soil resistivity measurement 

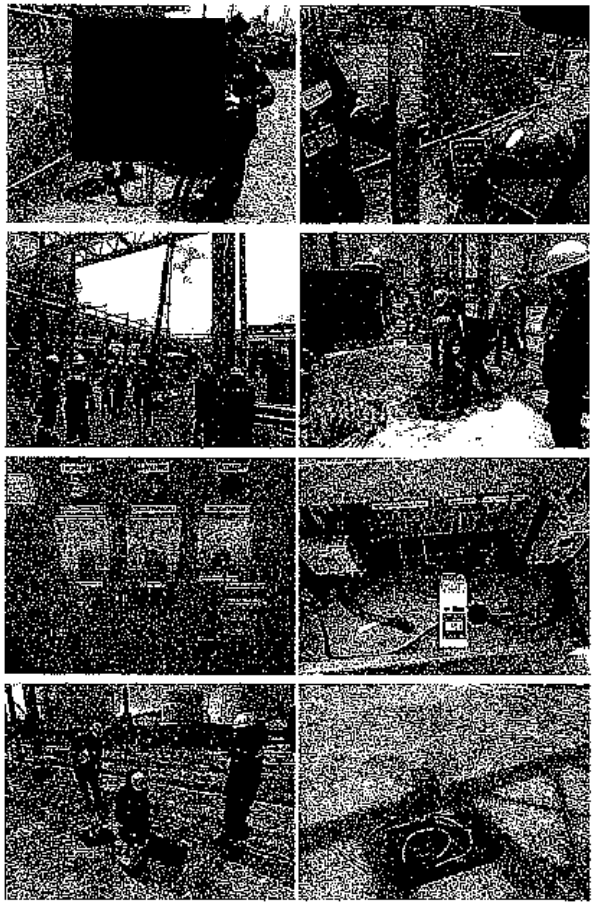
5 Insulating flanges test

Photo no.	Photographic record
1	Insulating flanges test 

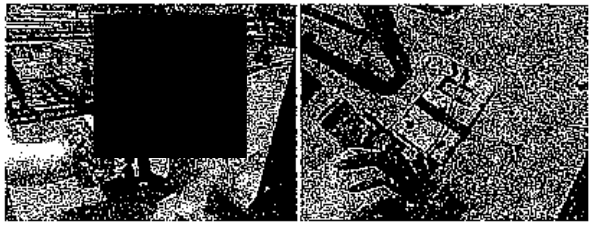
6 CP potential reading - 1st Potential reading base line potential

Photo no.	Photographic record
1	▪ CP potential reading at Test posts 
2	▪ CP potential reading at insulating flange 

7 Current drainage test (CDT)

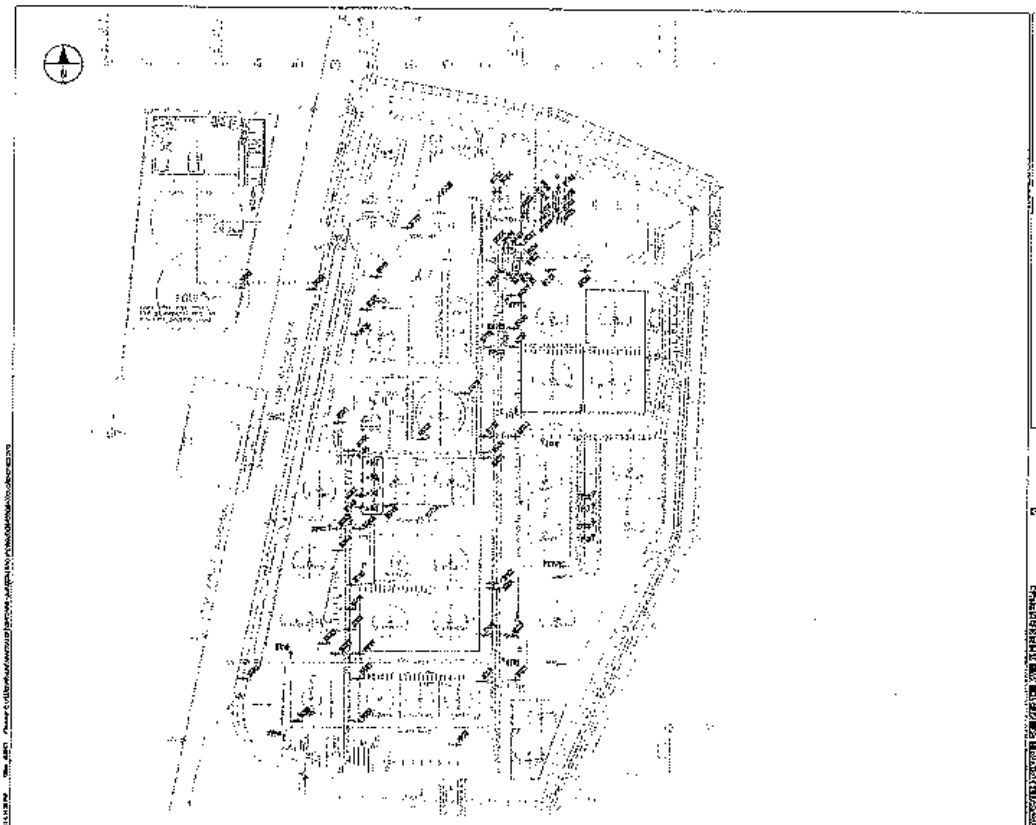
Photo no.	Photographic record
1	▪ Current drainage test (CDT), temporary ICCP system installation 

8 CP potential reading - 2nd Potential reading from CDT test

Photo no.	Photographic record
1	▪ CP potential reading at insulating flanges 

Appendix C
Plot plan drawings

- Colour legend of CP potential level for base line potential - **Drawing CP-001**
- Colour legend for shift potentials - **Drawing CP-002**
- Concept design drawing - **Drawing CP-003**



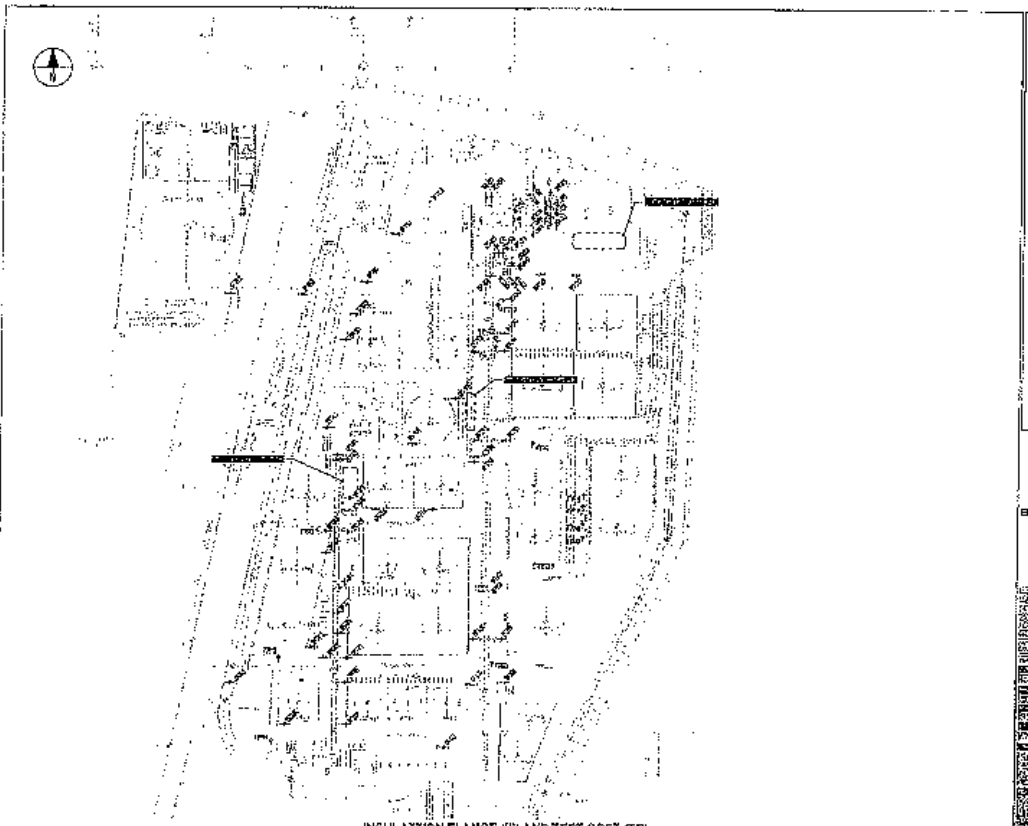
SHIFT POTENTIAL BETWEEN 1st POTENTIAL READING (BASE LINE) VS 2nd POTENTIAL READING (CDT).

LEGEND:

NOT FOR CONSTRUCTION

aurecon

GCME



INSULATTION FLANGE (IF) AND TEST POST (TP)
OVERALL LAYOUT PLAN

LEGEND:

NOTES:

NOT FOR CONSTRUCTION

aurecon

GCME

Document prepared by

Aurecon Consulting (Thailand) Co Ltd
Pakin Building, 11th Floor, Unit 1101
9 Ratchadapisek Road
Kwang Dindaeng
Khet Dindaeng
Bangkok 10400
Thailand

T +662 333 3222
F +662 333 3233
E bangkok@aurecongroup.com
W aurecongroup.com

aurecon

Bringing ideas to life

Aurecon offices are located in:
Angola, Australia, Botswana, China, Ghana, Hong Kong, Indonesia, Kenya, Lesotho, Macau, Mozambique, Namibia, New Zealand, Nigeria, Philippines, Qatar, Singapore, South Africa, Swaziland, Tanzania, Thailand, Uganda, United Arab Emirates, Vietnam.

ICCP SYSTEM CONCEPT DESIGN LAYOUT

FOR INFORMATION ONLY

aurecon

GCME

Emergency Exercise Schedule 2023

แผนการซ้อมแผนฉุกเฉินระดับ 2 ประจำปี 2566

โดย ฝ่าย Crisis and Security Management, SHE Management

As of 23/03/2023

ลำดับ	หน่วยงาน (GPC/BU)	ผู้รับผิดชอบ	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	กำหนดการซ้อม	ความก้าวหน้า
1	GC2(UT) : ระดับ 2	[redacted]													วันที่ 26 กรกฎาคม 2566	
2	GC7(BTF) : ระดับ 2														วันที่ 25 สิงหาคม 2566	
3	GC7(BTF Jetty2) : ระดับ 2														วันที่ 30 พฤศจิกายน 2566	
4	GC8(ATF1) : ระดับ 2														วันที่ 06 ตุลาคม 2566	
5	GC5(ATF2) : ระดับ 2 ตาม RIL									เลื่อนเป็นวันที่ 15 มิ.ย. 2566					วันที่ 26 พฤษภาคม 2566	90%
6	Interconnecting pipeline : ระดับ 2														วันที่ 07 กรกฎาคม 2566	

[redacted]

[redacted]

U-PI OP

26 . 5 . 66

[redacted]

[redacted]

U-PI

[redacted]

UTY

➢29ข

เอกสารตัวอย่างตรวจสอบอุปกรณ์ป้องกัน และระงับอัคคีภัยและอุปกรณ์เตือนภัยของโครงการ

บริษัท เอ็นพีซี เซฟตี้ แอนด์ เอ็นไวรอนเมนทอล เซอร์วิส จำกัด
NPC SAFETY AND ENVIRONMENTAL SERVICE CO., LTD.

ที่ NPC 2457 / 2565

4 มกราคม 2566

เรื่อง รายงานการปฏิบัติงานบริการศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน ประจำเดือน ธันวาคม 2565

เรียน คุณชัชวาล ดวงประเสริฐ

อ้างถึง 1. ข้อเสนอบริการศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน สำหรับบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด สาขา 7 ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ เลขที่สัญญาให้บริการ SO.190904070

ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน บริษัท เอ็นพีซี เซฟตี้ แอนด์ เอ็นไวรอนเมนทอล เซอร์วิส จำกัด ขอนำส่งรายงานสรุปผลการปฏิบัติงานการให้บริการศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน และผลการตรวจสอบอุปกรณ์ดับเพลิงประจำเดือน ธันวาคม 2565

ทั้งนี้ ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน ได้ทำการสรุปผลการตรวจสอบสภาพอุปกรณ์ดับเพลิงต่างๆ ที่เกี่ยวข้องดังรายละเอียดตามเอกสารแนบ

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ

ขอแสดงความนับถือ

[redacted]

ผู้จัดการศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน

ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน
038-977799

HEAD OFFICE
555/1 Energy Complex, Building A 16th Floor Vibhavadi Rangsit
Road Chatuchak, Bangkok 10900, Thailand
TEL. : +66(0) 2205-8110 Fax. +66 (0)2265-6135

RAYONG
89/9 Pakorn Songkhraorat Road, Tambon Map Ta Phut
Amphur Muang Rayong, Rayong 21150 Thailand
TEL. : +66 (0) 3897-7777 FAX. : +66 (0) 3897-7701

STANDARD • SOLUTION • PROFESSIONAL

www.npc-se.co.th

รายงานผลการปฏิบัติงาน
การให้บริการควบคุมภาวะฉุกเฉิน (Emergency Control Center)
ประจำเดือน ธันวาคม 2565

สำหรับ

บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
สาขาที่ 7 สาขาท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์

สัญญาให้บริการเลขที่ SVO.190904070

จัดทำโดย

ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (Emergency Control Center)
บริษัท เอ็นพีซี เซฟตี้ แอนด์เอ็นไวรอนเมนทอล เซอร์วิส จำกัด
NPC Safety and Environmental Service Co.,Ltd.

สารบัญ

รายงานผลการปฏิบัติงาน
การให้บริการควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC)
ประจำเดือน ธันวาคม 2565

1. ข้อมูลการตรวจสอบและทดสอบอุปกรณ์ดับเพลิง

1.1 ข้อมูลแสดงจำนวนอุปกรณ์ดับเพลิงประจำบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขาที่ 7

ตารางที่ 1 แสดงจำนวนอุปกรณ์ดับเพลิงประจำพื้นที่ GC-7

ลำดับ	อุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ดับเพลิงแบ่งตามพื้นที่			จำนวนรวมอุปกรณ์ดับเพลิง
		BTF	Jetty1	Jetty2	
1	Portable Dry Chemical	65	14	3	82
2	Portable Carbon Dioxide	19	7	1	27
3	Wheel Dry Chemical 125 lbs.	6	-	2	8
4	Hydrant (HT)	22	3	2	27
5	Hydrant With Monitor (HTM)	27	-	1	28
6	Water Monitor (WMT)	17	-	-	17
7	Foam Hydrant (FHT)	-	2	2	4
8	Hose House	10	-	-	10
9	Hose Box	11	5	2	18
10	Fire Break Glass	45	21	3	69
11	Mobile Foam	3	-	-	3
12	Foam Storage Tank	1	1	1	3
13	Foam Bladder Tank	3	-	-	3
14	Deluge Valve	25	-	-	25
15	Water Spray	47	-	-	47
16	SCBA	6	4	2	12
17	Fire Protection Clothing	6	4	2	12
18	Emergency Escape	-	1	1	2
19	Fire Blanket	-	3	-	3
20	Fire Axe	-	1	1	2

ลำดับ	อุปกรณ์	จำนวนอุปกรณ์ดับเพลิงแบ่งตามพื้นที่			จำนวนรวมอุปกรณ์ดับเพลิง
		BTF	Jetty1	Jetty2	
21	Fixed CO2	1	-	1	2
22	FM200 System	1	-	-	1
23	Inergen System	1	1	-	2
24	Fixed Dry Chemical	-	2	-	2
25	Water Curtain	-	1	1	2
26	Water Monitor Remote	-	2	1	3
				รวม	414

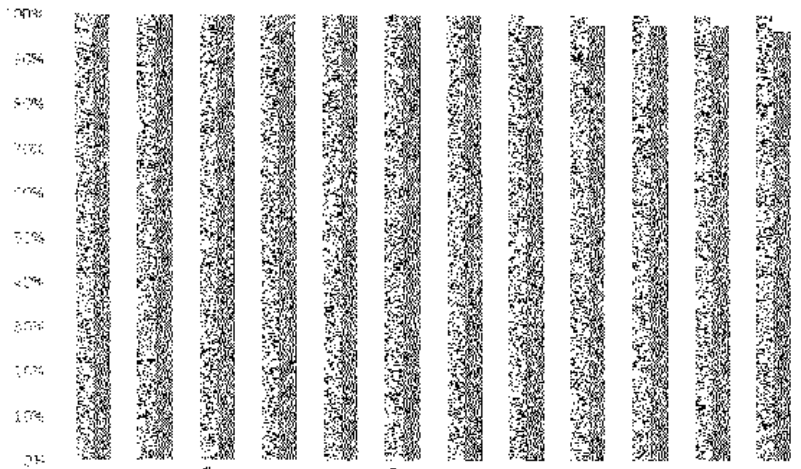
1.2 **สรุปผลการตรวจสอบอุปกรณ์ดับเพลิง**

<u>ตารางที่ 2</u> แสดงผลการตรวจอุปกรณ์ดับเพลิงประจำพื้นที่ GC-7

ลำดับ	อุปกรณ์	จำนวน	ผลการตรวจ			ข้อมูลเพิ่มเติม (กรณีอุปกรณ์ชำรุด)						
			พร้อมใช้งาน (จำนวน)	ไม่พร้อมใช้งาน (จำนวน)	พร้อมใช้งาน (%)	ประจำพื้นที่	ขนาดของอุปกรณ์	รายละเอียดอุปกรณ์ที่ชำรุด	วันที่แจ้งซ่อม	หมายเลข WO	แผนการซ่อม	วันที่แล้วเสร็จ
1	Dry Chemical	52	51	1	98.0	Jetty2	D 6713	ถังเสื่อมสภาพเกินกำหนดใช้งาน				
2	CO2 Portable	27	27	0	100							
3	Wheel Dry	8	8	0	100							
4	Hydrant (F.D)	27	27	0	100							
5	Hydrant Monitor (F.DM)	28	28	0	100							
6	Water Monitor (WMT)	17	17	0	100							
7	Foam Hydrant (FHT)	4	4	0	100							
8	Hose House	10	10	0	100							
9	Hose Box	18	18	0	100							
10	Fire Break Glass	60	60	0	100							
11	Mobile Foam	4	3	0	100							
12	Foam Storage Tank	3	3	0	100							
13	Foam Bladder Tank	3	3	0	100							
14	Deluge Valve	25	25	0	100							
15	Water Spray	47	47	0	100							

ลำดับ	อุปกรณ์	จำนวน	ผลการตรวจ			ข้อมูลเพิ่มเติม (กรณีอุปกรณ์ชำรุด)						
			พร้อมใช้งาน (จำนวน)	ไม่พร้อมใช้งาน (จำนวน)	พร้อมใช้งาน (%)	ประจำพื้นที่	หมายเลขอุปกรณ์	รายละเอียดอุปกรณ์ที่ชำรุด	วันที่แจ้งซ่อม	หมายเลข WO	แผนการซ่อม	วันที่แล้วเสร็จ
16	SCBA	12	8	4	66.7	Jetty	01, 02 03, 04	Head Strap ขาดหน้ากาก ชำรุด				
17	Eye Protection Cleaning	12	2	10	16.7	BTF Jetty	4 ชุด 5 ชุด	ชุดล้างตาฉุกเฉินหมดอายุ				
18	Emergency Fusing	2	2	0	100							
19	Fire Blanket	2	2	0	100							
20	Fire Axe	2	2	0	100							
21	Fixed CO2	2	2	0	100							
22	FM200 System	1	1	0	100							
23	Inergen System	2	2	0	100							
24	Fixed Dry Chemical	2	2	0	100							
25	Water Curtain	2	2	0	100							
26	Water Monitor Remote	3	3	0	100							
Total		414	399	15	96.4							

1.3 กราฟแสดงความพร้อมอุปกรณ์ดับเพลิงในเดือน มกราคม - ธันวาคม 2565



	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	พ.ย.	ต.ค.	ธ.ค.
Plan	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Actual	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	97.6%	97.6%	97.6%	97.6%	95.4%

1.4 การติดตามผลการดำเนินการแก้ไขอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นที่ GC-7 (BTF)

ลำดับที่	รายการอุปกรณ์ที่ชำรุด	วันที่ตรวจพบ	ผู้รับผิดชอบ	ผลการดำเนินการ
1 1.1	Dry Chemical (Cartridge operate) - ถังหมายเลข D-44, D-49, D-53, D-65 ตู้ใส่ถังดับเพลิงไม่ได้ยึดขาตู้กับพื้น	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
1.2	- ถังหมายเลข D-44, D-22 ลูก Cartridge กดไม่ลง ไม่สามารถชั่งน้ำหนักได้	9 ก.ย. 65	Q-SH-CM	
1.3	- ถังหมายเลข D-53 แกนพีบประตูตู้ชำรุด	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
2 2.1	Dry Chemical (Storage pressure) - ถังหมายเลข D-10, D-37, D-54 ตู้ใส่ถังดับเพลิงไม่ได้ยึดขาตู้กับพื้น	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
3 3.1	Mobile Foam - ถังหมายเลข MBF-03 ปริมาณ Foam concentrate เหลือ 35%	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	

ลำดับที่	รายการอุปกรณ์ที่ชำรุด	วันที่ตรวจพบ	ผู้รับผิดชอบ	ผลการดำเนินการ
4 4.1	Hydrant With Monitor - HTM-01, 08 Hand wheel valve ทางจ่ายน้ำ 2.5" แตก 1 ด้าน	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
4.2	- HTM-03 Main valve ปิดไม่ได้	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
4.3	- HTM-12, HTM-16, HTM-17 หน้าแปลนเป็นสนิม	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
5 5.1	Fixed Monitor - WMT-06 Monitor valve passing	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
6 6.1	Hydrant - HT-05, HT-06, HT-07 Main valve passing	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
6.2	- HT-18, HT-19, HT-20 ฝา Cap ทางจ่ายน้ำ 4" เปิดไม่ออก	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
7 7.1	Deluge Valve - DV-TL-01 Deluge valve passing (ปิด Main valve ไว้) ลูกสูบเปิดใช้งานไม่ได้	1 ส.ค. 65	Q-SH-CM	
8 8.1	SCBA - SCBA-01, 02, 06 แรงดันอากาศต่ำกว่าเกณฑ์ ควรส่ง Refill	1 ส.ค. 65	Q-SH-CM	
9 9.1	ชุดดับเพลิง - ชุดดับเพลิงเสื่อมสภาพ 4 ชุด (เสื้อ, กางเกง, รองเท้า)	1 ส.ค. 65	Q-SH-CM	
10 10.1	Wheel Dry - WD-001 ถังเป็นสนิม และลูกล้อชำรุด	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
10.2	- WD-004 ถังเป็นสนิม และลูกล้อชำรุด	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
10.3	- WD-006 โครงเป็นสนิม	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	

1.5 การติดตามผลการดำเนินการแก้ไขอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นที่ GC-7 (Jetty)

ลำดับที่	รายการอุปกรณ์ที่ชำรุด	วันที่ตรวจพบ	ผู้รับผิดชอบ	ผลการดำเนินการ
1	CO2 Portable			
1.1	ถังหมายเลข J1-CO-03 สายฉีดแตกลายงา	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2	Dry Chemical (Cartridge operate)			
2.1	- ถังหมายเลข D-140 ประตูตู้เปิดยาก	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2.2	- ถังหมายเลข D-143 ประตูตู้ชำรุด	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2.3	- ถังหมายเลข D-145 ตู้เป็นสนิม	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2.4	- ถังหมายเลข D-149 ตู้ใส่ถังดับเพลิงไม่ได้ยึดขาตั้งกับพื้น	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2.5	- ถังหมายเลข D-6712 เสื่อมสภาพ (ถังเป็นสนิม)	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
3	Manual Fire Alarm Station			
3.1	- BGU-748 ป้ายสัญญาลักษณ์หลุด	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
4	Fire Hose Box	14 พ.ย. 65	Q-SH-CM	
4.1	- J1-HB-05 ไม่พบประแจ F			
4.2	- J2-HB-02 ไม่พบ Reducer 1 ตัว	14 พ.ย. 65	Q-SH-CM	
5	Hydrant			
5.1	- J1-HT-02 ข้อต่อทางจ่ายด้านซ้ายเกลียวหัก	6 ก.ย. 65	Q-SH-CM	
5.2	- J2-HT-01 ข้อต่อทางจ่ายเกลียวหักทั้ง 2 ด้าน	6 ก.ย. 65	Q-SH-CM	
5.3	- J2-HT-02 ข้อต่อทางจ่ายเกลียวหัก 1 ด้าน	6 ก.ย. 65	Q-SH-CM	
6	Wheel Dry			
6.1	- WD-001 ตัวถังไม่โดนเขม็นสนิม และไม่มีฐานคลุมถัง	24 ส.ค. 65	Q-SH-CM	
7	SCBA			
7.1	- SCBA-06 ตรวจพบ LDV Stop air ไม่ได้	24 ส.ค. 65	Q-SH-CM	
7.2	- SCBA-01, 02, 03, 04 Head strap ขาดชำรุด	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
8	ชุดดับเพลิง			
8.1	- ชุดดับเพลิงเสื่อมสภาพทั้ง 6 ชุด (เสื้อ, กางเกง ของเก่า)	24 ส.ค. 65	Q-SH-CM	
9	Inergen System			
9.1	- ถัง Inergen ชุด Reserve แรงดันต่ำกว่าเกณฑ์ จำนวน 1 ถัง	14 พ.ย. 65	Q-S-H-CM	

ลำดับที่	รายการอุปกรณ์ที่ชำรุด	วันที่ตรวจพบ	ผู้รับผิดชอบ	ผลการดำเนินการ
10	Hydrant Foam			
10.1	J2-HTF-01 แกนวาล์ว 2.5 นิ้ว ขาด	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
11	CO2 System			
11.1	Manual release ของห้อง LV & HV Room ติดป้ายสัญญาลักษณ์เป็น Manual fire alarm	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	

2. ข้อมูลการซ้อมแผน ฯ ฉุกเฉิน

ลำดับ	สถานที่	ระดับ	วันที่	หมายเหตุ
1	- ลาว Butene-1 รั่วไหล และลุกติดไฟ	2	31 ต.ค. 65	
2	- เพลิงไหม้ที่ Jetty	2	13 ธ.ค. 65	

3. ข้อมูลการเตรียมความพร้อมพนักงานดับเพลิง

3.1 พนักงานประจำศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน

ลำดับ	สถานี	กำลังพล (คน)	หมายเหตุ
1	ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (ECC)	58	Day time 32 คน, A 9 คน, B 8 คน, C 9 คน
2	สถานีดับเพลิง PTT GC-2	18	ผลัดละ 6 คน
3	สถานีดับเพลิง PTT GC-3	18	ผลัดละ 6 คน
4	สถานีดับเพลิง PTT GC-4	9	ผลัดละ 3 คน
5	สถานีดับเพลิง PTT GC-5	9	ผลัดละ 3 คน
6	สถานีดับเพลิง PTT GC-6	9	ผลัดละ 3 คน
7	สถานีดับเพลิง PTT PL	18	ผลัดละ 6 คน
8	สถานีดับเพลิง PTT AC	12	ผลัดละ 4 คน
9	สถานีดับเพลิง Dow AIE	12	ผลัดละ 4 คน
10	สถานีดับเพลิง Dow MTP	12	ผลัดละ 4 คน
11	สถานีดับเพลิง Glow	9	ผลัดละ 3 คน
12	สถานีดับเพลิง PTT Phenol	3	ผลัดละ 1 คน
13	สถานีดับเพลิง CCC2	9	ผลัดละ 3 คน
14	สถานีดับเพลิง PTT GSP	18	ผลัดละ 6 คน
15	สถานี Petrofac	2	ปฏิบัติงาน Day time
16	สถานี HMC Polymers	3	ปฏิบัติงาน Day time
	รวมพนักงานดับเพลิง	219	

3.2 แผนการอบรมประจำปี 2565

Item	Training course	Plan for 2022												Remark
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1	Tank Fire													ยกเลิกการซ้อม ส่งภายในประเทศ
2	Confine Space & Rescue													ยกเลิกการซ้อม ส่งภายในประเทศ
3	Rope and Rescue													ยกเลิกการซ้อม ส่งภายในประเทศ
4	Advance Industrial Fire Fighting													ยกเลิกการซ้อม ส่งภายในประเทศ
5	Advance Enclosure Fire													ยกเลิกการซ้อม ส่งภายในประเทศ
6	First Aid													ยกเลิกการซ้อม ส่งภายในประเทศ
7	Chemical spill control (Hazmat)													Completed
8	Operate Fire Truck and Fire Pump													Completed
9	Foam and Technical													Completed
10	Fire Alarm Systems													Completed
11	กฎหมาย และมาตรฐานด้านการป้องกันและระงับอัคคีภัย													Completed
12	Performance Test All Subject													Completed

3.3 ข้อมูลการอบรมภายในทะ ประจำศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน

วันที่	ผลัด	หัวข้ออบรม	หมายเหตุ
15 ธ.ค. 65	C	- Performance Test All Suoject	-
16 ธ.ค. 65	A	- Performance Test All Subject	-
17 ธ.ค. 65	B	- Performance Test All Subject	-
17 ธ.ค. 65	D	- Performance Test All Subject	-

4. การเตรียมความพร้อมรถดับเพลิงและอุปกรณ์ฉุกเฉิน ประจำศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน

4.1 ข้อมูลรถดับเพลิง

ลำดับ	ชื่อ รถดับเพลิง	ประจำ สถานี	ประเภทรถ	ปริมาณสารดับเพลิง			หมายเหตุ
				น้ำ	โฟม / FS60	เคมีแห้ง	
1	[illegible]	PTT GC-2	Foam Truck	-	4,900 ลิตร	840 กก.	พร้อมใช้งาน
2	จัดตั้งฉาย	PTT GC-2	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	810 กก.	พร้อมใช้งาน
3	ชลธาร	PTTGC-3	Foam Truck	-	5,678 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
4	สายการิน	PTT GC-3	Water Truck	3,000 ลิตร	-	-	พร้อมใช้งาน
5	FT-1	PTT GC-4	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	750 กก.	พร้อมใช้งาน
6	FT-2	PTT GC-4	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	750 กก.	พร้อมใช้งาน
7	FT-3	PTT GC-5	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	750 กก.	พร้อมใช้งาน
8	FT-4	PTT GC-5	Foam Truck	-	7,570 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
9	Tank Car	PTT GC-5	Water Truck	6,000 ลิตร	-	-	พร้อมใช้งาน
10	F-1	PTT GC-6	รถดับเพลิง	-	3,800 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
11	F-2	PTT GC-6	รถดับเพลิง	-	3,800 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
12	F-3	GGC2	รถดับเพลิง	-	3,800 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
13	F-4	PTT GC-6	รถบรรทุกโฟม	-	7,600 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
14	F-5	PTT GC-6	Foam Truck	-	7,571 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
15	OSC	PTT GC-6	เคลื่อนที่เร็ว	-	500 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
16	ชะล้างฉีด	PTT GC-11	Foam Truck	-	5,678 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
17	ชะลศวร	PTT GC-11	Water Truck	5,678 ลิตร	-	-	พร้อมใช้งาน
18	ชลาลัย	PTT AC	Foam Truck	-	4,900 ลิตร	840 กก.	พร้อมใช้งาน
19	สิ่งแวดล้อม	Dow AIR	Foam Truck	-	5,678 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
20	หนึ่งวงศ์	ECC	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	810 กก.	พร้อมใช้งาน
21	หยน้ำ	ECC	รถน้ำใต้	-	2,000 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
22	ตับเพลิงกู้ภัย	ECC	ตับเพลิง-กู้ภัย	4,500 ลิตร	1,500 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
23	Water Tank	ECC	Water Truck	7,000 ลิตร	-	-	พร้อมใช้งาน
24	สุดสาคร	Glow	Water Truck	12,000 ลิตร	-	-	พร้อมใช้งาน

ลำดับ	ชื่อ รถดับเพลิง	ประจำ สถานี	ประเภทรถ	ปริมาณสารดับเพลิง			หมายเหตุ
				น้ำ	โฟม / FS60	เคมีแห้ง	
25	คินราจา	ECC	ตนั้งเคนุน กู้ภัย	-	-	-	พร้อมใช้งาน
26	มยองเพลิง	ECC	ตับเพลิง (เล็ก)	400 ลิตร	20 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
27	รถพยาบาล	ECC	รถพยาบาล	-	-	-	พร้อมใช้งาน
28	MCU	ECC	ห้องควบคุมฉุกเฉิน	-	-	-	พร้อมใช้งาน
29	Heavy Rescue	ECC	กู้ภัย	-	-	-	พร้อมใช้งาน
30	เนตรทาง 1	ECC	รถตรวจการ	-	-	-	พร้อมใช้งาน
31	เนตรทาง 2	ECC	รถตรวจการ	-	-	-	พร้อมใช้งาน
32	เนตรทาง 3	ECC	ตับเพลิง (เล็ก)	500 ลิตร	12/12 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
33	รถฟ้อง	ECC	อุปกรณ์ Rescue	-	-	-	พร้อมใช้งาน
34	Robot#1	ECC	หุ่นยนต์ดับเพลิง	-	-	-	พร้อมใช้งาน
35	Robot#2	ECC	หุ่นยนต์ดับเพลิง	-	-	-	พร้อมใช้งาน
36	รถฟ้องเทรล เลอร์โฟม	GGC2	Rescue Trailer Foam Truck	-	1,000 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
37	รถพยาบาล2	ECC	รถพยาบาล	-	-	-	พร้อมใช้งาน
38	Trailer Robot1	ECC	บรรทุก Robot	-	-	-	พร้อมใช้งาน
39	Trailer Robot2	ECC	บรรทุก Robot	-	-	-	พร้อมใช้งาน
40	รถเรียบ	ECC	รถบรรทุก 6 ล้อ	-	-	-	พร้อมใช้งาน
41	เทรลเลอร์ กู้ภัยสารเคมี	ECC	เทรลเลอร์ กู้ภัยสารเคมี	500 ลิตร	12/12 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
42	เทรลเลอร์ Performance test	ECC	เทรลเลอร์ Performance tes.	-	-	-	พร้อมใช้งาน
43	เทรลเลอร์ Fire Pump 6,000 GPM	ECC	Mobile Fire Pump	-	-	-	พร้อมใช้งาน
44	เทรลเลอร์ Light Foam	ECC	Mobile Fire Pump	1,000 ลิตร	-	-	พร้อมใช้งาน
			Total	40,578 ลิตร	84,956 ลิตร	5,550 กก.	

4.2 สรุปผลการตรวจสอบข้อมูลความพร้อมของอุปกรณ์สื่อสารประจำเดือน ธันวาคม 2565

รายการอุปกรณ์	สถานที่	สถานะ		หมายเหตุ
		พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้	
ระบบ โทรศัพท์				
- เลขหมาย 038-977799	ห้องสื่อสาร	✓		
- เลขหมาย 038-977614	ห้องสื่อสาร	✓		
- เลขหมาย 038-977615	ห้องสื่อสาร	✓		
- เลขหมาย 038-687678	ห้องสื่อสาร	✓		
แฟกซ์038-687677	ห้องสื่อสาร	✓		
ระบบวิทยุสื่อสาร และระบบ Integrate สัญญาณ				
- ชุดรีโมทควบคุมระบบสื่อสาร	ห้อง War room	✓		
ข่าย VHF	ห้องสื่อสาร	✓		
ข่าย UHF	ห้องสื่อสาร	✓		
- ข่าย Trunk	ห้องสื่อสาร	✓		
- ข่าย CB 245	ห้องสื่อสาร	✓		
ระบบ VDO Conference	ห้อง War room	✓		
ระบบ Fire Alarm	ห้องสื่อสาร	✓		
ระบบ CCTV	ห้องสื่อสาร	✓		

4.3 สรุปข้อมูลอุปกรณ์ ชุดดับเพลิง และ SCBA

รายการอุปกรณ์	สถานที่	สถานะ		หมายเหตุ
		พร้อมใช้งาน	ไม่พร้อมใช้งาน	
SCBA	ศูนย์ ECC	✓		
ชุดดับเพลิง	ศูนย์ ECC	✓		
ระบบบันได และตรวจวัดสภาพอากาศ	ศูนย์ ECC	✓		
อุปกรณ์การกู้ภัยที่สูง	ศูนย์ ECC	✓		

5. เอกสารแนบ

5.1 เอกสารแนบ 1 แผนการตรวจอุปกรณ์ดับเพลิงประจำปี 2565

5.2 เอกสารแนบ 2 แบบฟอร์มผลการตรวจอุปกรณ์ดับเพลิงประจำเดือน ธันวาคม 2565

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

WATER SPRAY (BTF) จำนวน 47 ตัว

ที่	No.	เลขที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ตำแหน่งวาล์ว ถูกต้อง	สภาพการตรวจสอบ พร้อมใช้	สภาพการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ลงชื่อกำกับ)
30	O-FA801D-2	O-FA801D	1.Main Valve เปิด	✓	✓			[redacted]
31	O-FA801D-3	O-FA801D	2.Water Supply เปิด	✓	✓			
32	O-FA801D-4	O-FA801D	3.Drain Valve 2.5" ไม่รั่ว	✓	✓			
33	O-FA801E-1	O-FA801E	4.สีไม่ซีดจาง ไม่เป็นสนิม	✓	✓			
34	O-FA801E-2	O-FA801E	5.ไม่มีน้ำรั่วจาก Valve หรือข้อ	✓	✓			
35	O-FA801E-3	O-FA801E	ต่อต่าง ๆ	✓	✓			
36	O-FA801E-4	O-FA801E		✓	✓			
37	O-FA801F-1	O-FA801F		✓	✓			
38	O-FA801F-2	O-FA801F		✓	✓			
39	O-FA801F-3	O-FA801F		✓	✓			
40	O-FA801F-4	O-FA801F		✓	✓			
41	O-FA802-1	O-FA802		✓	✓			
42	O-FA802-2	O-FA802		✓	✓			
43	O-FA801A/F	O-FA801A (Chamber)		✓	✓			
44	O-FA801C/F	O-FA801C (Chamber)		✓	✓			
45	O-FA802/F	O-FA802 (Chamber)		✓	✓			
46	T-6949 A	T-6949		✓	✓			
47	T-6949 B	T-6949		✓	✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Deluge Valve (BTF) จำนวน 25 ตัว

ที่	No.	ตำแหน่ง	มาตรฐานการตรวจสอบ	ตำแหน่งวาล์ว ถูกต้อง	สภาพการตรวจสอบ พร้อมใช้	สภาพการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ
1	DV-6984 A	T-6983-01	1.Main Valve เปิด	✓	✓			[redacted]
2	DV-6984 B	T-6983-01	2.Water Supply เปิด	✓	✓			
3	DV-6983 A	T-6983-01	3.Valve Pilot Line เปิด	✓	✓			
4	DV-6983 B	T-6983-01	4.Alarm Test Valve ปิด	✓	✓			
5	DV-6987	6914-Substation	5.Drain Valve 2.5" ไม่รั่ว	✓	✓			
6	DV-6988	T-5301 (LPG)	6.Alarm Control Valve เปิด	✓	✓			
7	DV-6925 A	T-6982	7.Pressure Gauge Pilot ไม่ต่ำกว่า	✓	✓			
8	DV-6925 B	T-6982	Pressure Line Main	✓	✓			
9	DV-6925 C	T-6982	8.Manual Release ปิดที่ Pin Lock	✓	✓			
10	DV-6925 D	T-6982	9. สีไม่ซีดจาง ไม่เป็นสนิม	✓	✓			
11	DV-TL-01	Truck Load	10.ไม่มีน้ำรั่วจาก Valve หรือข้อ	✗	✓		มีน้ำ valve รั่ว	
12	DV-PM-6981	PM-6981 A/R	ต่อต่าง ๆ	✓	✓			
13	DV-T-6981-1	T-6981		✓	✓			
14	DV-T-6981-2	T-6981		✓	✓			
15	T-6966 A-1	T-6966 A		✓	✓			
16	T-6966 A-2	T-6966 A		✓	✓			
17	P-6966 A/R	P-6966 A/R		✓	✓			
18	DV-6925-05A	PM-6940/P-6949-02 A/B		✓	✓			
19	DV-6925-05A	T-6966B		✓	✓			
20	DV-6925-05B	T-6966B		✓	✓			
21	DV-6925-05C	P-6966B		✓	✓			
22	PM-6980 B/C (PV)	PM-6980 B/C (PV)		✓	✓			
23	T-6946 A (PV)	T-6946 A (PV)		✓	✓			
24	PM-6946 A/R (PV)	PM-6946 A/R (PV)		✓	✓			
25	T-6946 B (PV)	T-6946 B (PV)		✓	✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข DV-TL-01 อยู่ระหว่างซ่อมบำรุง

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

WATER SPRAY (BT10) จำนวน 47 จุด

ที่	No.	ตำแหน่ง	มาตรฐานการตรวจสอบ	สภาพปกติ ถูกต้อง	สภาพปกติ ชำรุด	ตรวจสอบ ใช้งานได้	ตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งที่ต้องปรับปรุง	ผู้ตรวจสอบ
1	T-6940-1	T-6940	1.Main Valve เปิด	✓		✓			[redacted]
2	T-6940-2	T-6940	2.Water Supply เปิด	✓		✓			
3	T-6945 A/1	T-6945 A	3.Drain Valve 2.5" ไม่รั่ว	✓		✓			
4	T-6945 A/2	T-6945 A	4.ที่ไม่ใช้งาน ไม่มีโลหะใน	✓		✓			
5	T-6945 B/1	T-6945 B	5.ไม่มีสิ่งกีดขวาง Valve หรือขั้ว	✓		✓			
6	T-6945 B/2	T-6945 B	ต่อท่อ ฯ	✓		✓			
7	PM-6946 A/BR-1	PM-6945		✓		✓			
8	PM-6945 A/BR-2	PM-6945		✓		✓			
9	O-FA811A-1	O-FA811A		✓		✓			
10	O-FA811A-2	O-FA811A		✓		✓			
11	O-FA811B-1	O-FA811B		✓		✓			
12	O-FA811B-2	O-FA811B		✓		✓			
13	O-FA811C-1	O-FA811C		✓		✓			
14	O-FA811C-2	O-FA811C		✓		✓			
15	O-FA811D-1	O-FA811D		✓		✓			
16	O-FA811D-2	O-FA811D		✓		✓			
17	O-FA811E-1	O-FA811E		✓		✓			
18	O-FA811E-2	O-FA811E		✓		✓			
19	O-FA811F-1	O-FA811F		✓		✓			
20	O-FA811F-2	O-FA811F		✓		✓			
21	O-FA801A-1	O-FA801A		✓		✓			
22	O-FA801A-2	O-FA801A		✓		✓			
23	O-FA801A-3	O-FA801A		✓		✓			
24	O-FA801A-4	O-FA801A		✓		✓			
25	O-FA801C-1	O-FA801C		✓		✓			
26	O-FA801C-2	O-FA801C		✓		✓			
27	O-FA801C-3	O-FA801C		✓		✓			
28	O-FA801C-4	O-FA801C		✓		✓			
29	O-FA801D-1	O-FA801D		✓		✓			

ชื่อผู้ตรวจสอบ.....

[redacted]

[redacted]

แผนการตรวจสอบเครื่องดับเพลิงด้วยน้ำ PTGC-7 ปีงบประมาณ 2565

ลำดับ	รายการ	จำนวน	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ผู้รับผิดชอบ
1	Portable Dry Chemical	81	I	I	I	I	W	I	I	I	I	I	W	I	ฝ่ายบำรุงรักษา 6 เดือน
2	Portable Carbon Dioxide	26	I	I	I	I	W	I	I	I	I	I	W	I	ฝ่ายบำรุงรักษา 6 เดือน
3	Wheel Dry Chemical	8	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
4	Hydrant (HT)	27	I	F	I	I	I	I	I	I	I	F	I	I	หลอมรวม 6 เดือน
5	Hydrant With Monitor (HTM)	28	I	F	I	I	I	I	I	I	I	F	I	I	หลอมรวม 6 เดือน
6	Water Monitor (WMT)	17	I	F	I	I	I	I	I	I	I	F	I	I	หลอมรวม 6 เดือน
7	Foam Hydrant (FHT)	4	I	F	I	I	I	I	I	I	I	F	I	I	
8	Hose House	52	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
9	Hose Box	6	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
10	Fire Break Glass	69	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
11	Mobile Foam	3	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
12	Foam Storage Tank	1	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
13	Foam Bladder Tank	3	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
14	Deluge Valve	25	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
15	Water Spray	45	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
16	SCBA	12	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
17	Fire Protection Clothing	12	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
18	Emergency Escape	2	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
19	Fire Blanket	3	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
20	Fire Axe	1	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
21	CO2 System	2	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
22	FM200 System	1	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
23	Inergen System	2	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
24	Fixed Dry Chemical System	2	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
25	Water Curtain	2	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
26	Water Monitor Remote	3	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	

Note : I = Inspection W = ดูแลรักษา F = Flush line & Exercise T = Test

[redacted]

พนักงานปฏิบัติการ
4 / 1 / 65

พนักงานวิศวกรรมเครื่องกล
10 / 1 / 65

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

CO2 PORTABLE (BTF) จำนวน 19 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	น้ำหนัก (kg) จริง	น้ำหนัก (kg) ชั่งได้	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1	CO-01	CCB	1. สภาพถังต้องไม่เป็นสนิม และมีน้ำยางไว้ที่ปลาย	26.0		✓			[redacted]
2	CO-02	CCB	2. สายเติม, กระบอกเติมไม่แตกหรือไม่บุบตัน	26.0		✓			
3	CO-03	CCB เก่า	3. มี Safety pin ที่ล็อกไว้ และต้องมี Seal Lock	35.0		✓			
4	CO-04	SUBSTATION	4. น้ำหนักลดลงไม่ต่ำกว่า 90% ของน้ำหนักรวม	26.6		✓			
5	CO-05	SUBSTATION	5. มีที่ยึดกระบอกเติม	35.0		✓			
6	CO-06	SUBSTATION	6.ชั่งน้ำหนักทุก 6 เดือน	44.2		✓			
7	CO-07	SUBSTATION		44.4		✓			
8	CO-08	SUB.6903		55.7		✓			
9	CO-09	SUB.6903		55.9		✓			
10	CO-10	SUB.6903		26.0		✓			
11	CO-11	CCB เก่า		26.4		✓			
12	CO-12	CCB เก่า		27.0		✓			
13	CO-13	CCB เก่า		26.6		✓			
14	CO-14	SWRO SUB		26.0		✓			
15	CO-15	SUB. G-5		35.4		✓			
16	CO-16	CCB (AHU)		26.0		✓			
17	CO-17	CCB (AHU)		26.0		✓			
18	CO-18	ด้านนอกตึก CCB		29.8		✓			
19	CO-19	Compressor		50.8		✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Dry Chemical Storage Pressure (BTF) จำนวน 40 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ
1	D-02	Metering	1. มี Safety Pin ที่ล็อกไว้ และมี Seal Lock ที่ตัวถังร้อย	✓			[redacted]
2	D-05	South Metering	2. สายเติมไม่บุบตัน/ไม่แตกหรือขาด	✓			
3	D-06	O-FA821	3.มีที่เก็บสายเติม และสายเติมเรียบเรียบร้อย	✓			
4	D-07	O-FA821	4. ถังและตู้เก็บอยู่ในสภาพดีไม่เป็นสนิมและสภาพสีไม่ซีดจาง	✓			
5	D-09	O-FA811A	5. Gauge วัดแรงดันอยู่ใน Range สดมเป็นสีเขียว	✓			
6	D-10	O-FA811A	6. ตรวจสอบเชื่อไม่ให้เกิดสนิมเหล็กเคลื่อนสับ	✓			
7	D-11	O-FA811C	7.ป้ายแสดงสัญญากันเขตถังดับเพลิงสภาพดีไม่ซีดจาง	✓			
8	D-12	O-FA811C		✓			
9	D-13	O-FA801D		✓			
10	D-15	O-FA801D		✓			
11	D-16	T-6966A		✓			
12	D-17	T-6966A		✓			
13	D-18	O-FA801C		✓			
14	D-21	O-FA802		✓			
15	D-23	O-FA811B		✓			
16	D-24	O-FA811D		✓			
17	D-36	T-6982		✓			
18	D-37	T-6982		✓			
19	D-38	O-FA811F		✓			
20	D-39	CCB (ห้องแบ่งปัน)		✓			
21	D-40	CCB (ทางเดิน)		✓			
22	D-41	CCB (ทางเดิน)		✓			
23	D-42	CCB (ทางเดิน)		✓			
24	D-43	Work Shop		✓			
25	D-47	Truck Load		✓			
26	D-50	Sea Fire Pump		✓			
27	D-51	SUB.6903		✓			
28	D-54	O-FA801D		✓			
29	D-55	T-6949A		✓			
30	D-56	T-6949A					

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number .....

Dry Chemical Storage Pressure (BTF) จำนวน 40 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ
				พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้	
31	D-57	P-6966B	1. มี Safety Pin ที่ดึงเป็นและมี Seal Lock เรียบร้อย 2. สายฉีดไม่อุดตัน/ไม่แตกชำรุด 3.มีที่เก็บสายฉีด และสายฉีดเก็บเรียบร้อย 4. ถังและตู้เก็บอยู่ในสภาพดีไม่เป็นสนิมและสภาพสีไม่ซีดจาง 5. Gauge วัดแรงดันอยู่ใน Range สถานีเขียว 6. ตรวจสอบเชื่อมให้แน่นมีดันแน่นเหนียวแล้ว 7.ป้ายแสดงสัญญาลักษณ์ถังต้านทานสิ่งสภาพสีไม่ซีดจาง	✓		
32	D-58	P-6966B		✓		
33	D-59	Work Shop		✓		
34	D-60	ตรวจฟ้า CCB		✓		
35	D-61	ตรวจฟ้า CCB		✓		
36	D-62	ตรวจฟ้า CCB		✓		
37	D-63	T-6983A		✓		
38	D-64	T-6983A		✓		
39	D-66	SHB.6944		✓		
40	D-67	T-6983A		✓		

[redacted]

หมายเหตุ/การแก้ไข .....

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number .....

Dry Chemical Cartridge Operate (BTF) จำนวน 27 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	น้ำหนัก Cartridge	น้ำหนักชั่งได้	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ
						พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้	
1	D-01	สถานีไฟฟ้าย่อย	1. มี Safety Pin ที่ดึงเป็นและมี Seal Lock เรียบร้อย 2. สายฉีดไม่อุดตัน/ไม่แตกชำรุด 3.มีที่เก็บสายฉีด และสายฉีดเก็บเรียบร้อย 4. ถังและตู้เก็บอยู่ในสภาพดีไม่เป็นสนิมและสภาพสีไม่ซีดจาง 5. น้ำหนักถูก Cartridge ต้องไม่น้อยกว่า 667 กรัม (ถัง 20 ปอนด์), 418 กรัม (ถัง 10 ปอนด์) 6. ตรวจถังเชื่อมให้ตงเหมืดันแน่นเหนียวแล้ว 7.ป้ายแสดงสัญญาลักษณ์ถังต้านทานสิ่งสภาพสีไม่ซีดจาง 8. ตำแหน่งของ Stem Indicator ที่ฝาถังต้องไม่ติดตัวขึ้น (ถ้าติดตัวขึ้นแสดงว่าในถังมีแรงดันขณะดูด Cartridge เข้าไปแล้ว)	769 g.		✓		
2	D-03	จุดตั้งรถราง		776 g.		✓		
3	D-04	จุดตั้งรถราง		737 g.		✓		
4	D-08	O-FAB11A		758 g.		✓		
5	D-14	T-8010		783 g.		✓		
6	D-19	T-6945B (Top)		812 g.		✓		
7	D-20	T-6945A (Top)		820 g.		✓		
8	D-22	O-FAB11B		804 g.		✓		จุดวางไม่ถูกต้อง
9	D-25	T-6943A		776 g.		✓		
10	D-26	PM-6945B		783 g.		✓		
11	D-27	T-6940		787 g.		✓		
12	D-28	Comp House		755 g.		✓		
13	D-29	Comp House		769 g.		✓		
14	D-30	Comp House		758 g.		✓		
15	D-31	Comp House		776 g.		✓		
16	D-32	Comp House		773 g.		✓		
17	D-33	T-6940		808 g.		✓		
18	D-34	V-5301		787 g.		✓		
19	D-35	T-5301		751 g.		✓		
20	D-44	Fire Pump		773 g.		✓		[illegible]
21	D-45	Gate-2		780 g.		✓		
22	D-46	Truck load		769 g.		✓		
23	D-48	กาลารเกษ		761 g.		✓		
24	D-49	Sea Fire Pump		773 g.		✓		[illegible]
25	D-52	Sea Fire Pump		801 g.		✓		
26	D-53	Gate-5		818 g.		✓		[illegible]
27	D-65	Gate-2		-		✓		[illegible]

หมายเหตุอื่นๆ/การแก้ไข D-53 [illegible]

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number

MANUAL FIRE ALARM STATION (BTF) จำนวน 46 ตัว

ที่	No.	หมายเลข	มาตรฐานการตรวจสอบ	สภาพทั่วไป		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ปกติ	ผิดปกติ		
1	BGU-01	ชั้น SUB เก่า	1.กระจกไม่แตก, กันฝน, ไฟ	✓			[redacted]
2	BGU-02	ห้องพระธาตุราชบุรี	มีครบ	✓			
3	BGU-03	ห้องโค้งพระธาตุเก่า	2.สภาพภายนอกสีไม่ซีดจาง	✓			
4	BGU-04	ชั้น CCB เก่า	และไม่ปีนเกลียว	✓			
5	BGU-05	CCB	3. ป้ายสัญญาณเตือนต่างๆ	✓			
6	BGU-06	CCB เก่า	เหล็กจับมั่นคงแน่นหนา	✓			
7	BGU-07	SUB-6903	4.ไฟแสดงตำแหน่งพร้อม	✓			
8	BGU-08	ชั้น SUB-6903	ใช้งานติดแสดง	✓			
9	BGU-09	Flare	5.ขณะทดสอบสัญญาณ	✓			
10	BGU-10	Fin Fan	Alarm ส่งสาธารณะ	✓			
11	BGU-11	T-6982	ดังเหมือนและ CCB	✓			
12	BGU-12	Compressure		✓			
13	BGU-13	PM-6945B		✓			
14	BGU-14	T-6981		✓			
15	BGU-15	T-6946		✓			
16	BGU-16	O-FA802		✓			
17	BGU-16	CCB		✓			
18	BGU-17	O-FA811A		✓			
19	BGU-18	Truck Load		✓			
20	BGU-19	Metering		✓			
21	BGU-20	ทางเข้าโรงน้ำมัน		✓			
22	BGU-21	Truck Load		✓			
23	BGU-22	SUBSTATION		✓			
24	BGU-23	SUBSTATION		✓			
25	BGU-24	โรงซ่อม		✓			
26	BGU-25	O-FA801E		✓			
27	BGU-26	O-FA801D		✓			
28	BGU-27	O-FA801C		✓			
29	BGU-28	O-FA801B		✓			

บันทึกเพิ่มเติม/การแก้ไข

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number

MANUAL FIRE ALARM STATION (BTF) จำนวน 46 ตัว

ที่	No.	หมายเลข	มาตรฐานการตรวจสอบ	สภาพทั่วไป		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ปกติ	ผิดปกติ		
30	BGU-29	O-FA811C	1.กระจกไม่แตก, กันฝน, ไฟ	✓			[redacted]
31	BGU-30	O-FA811A	มีครบ	✓			
32	BGU-31	O-FA811B	2.สภาพภายนอกสีไม่ซีดจาง	✓			
33	BGU-32	O-FA871	และไม่ปีนเกลียว	✓			
34	BGU-33	O-FA801A	3. ป้ายสัญญาณเตือนต่างๆ	✓			
35	BGU-34	O-FA802	เหล็กจับมั่นคงแน่นหนา	✓			
36	BGU-35	O-FA801C	4.ไฟแสดงตำแหน่งพร้อม	✓			
37	BGU-36	CCB เก่า	ใช้งานติดแสดง	✓			
38	BGU-37	P-3169	5.ขณะทดสอบสัญญาณ	✓			
39	BGU-38	AHU (CCB)	Alarm ส่งสาธารณะ	✓			
40	BGU-39	SUBSTATION	ดังเหมือนและ CCB	✓			
41	BGU-40	T-6966A		✓			
42	BD-BGU-01	SUB.6914		✓			
43	BD-BGU-02	SUB.6914		✓			
44	BD-BGU-03	T-6983		✓			
45	BD-BGU-04	B-6983A		✓			
46	BD-BGU-05	P-6983-03R		✓			

บันทึกเพิ่มเติม/การแก้ไข

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

WHEELED FIRE EXTINGUISHERS (BTF) จำนวน 6 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	แรงดัน N2	น้ำหนัก CO2	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1	WD-001	FA-811-A	1. Nitrogen Cylinder แรงดันไม่	✓	N/A	✓		[redacted]	[redacted]
2	WD-002	FA-802	ต่ำกว่า 1,500 PSI หรืออยู่ใน	[illegible]	N/A	✓			
3	WD-003	Tank Joed	Range ที่กำหนดและไม่เป็น	N/A	✓	✓			
4	WD-004	E-530HB	สนิม (WDC-BTF 01, 02, 04,	[illegible]	N/A	✓		[redacted]	
5	WD-005	Compressor	06) 2.ถัง CO2 น้ำหนักลดลง	N/A	✓	✓			
6	WD-006	SWRO Sub.	ไม่เกิน 10% (BDC-BTF-03, 05)	✓	N/A	✓		[redacted]	
			3. Seal Nitrogen Cylinder ไม่						
			ขาด						
			4. หัวฉีดไม่ชำรุด						
			5. Hose Assembly½(DL) x 15						
			M ไม่แตกลายงา						
			6. Red indicator Stem อยู่						
			ตำแหน่งต่ำสุด						
			7. ลูกลูกไม่จึกขาด						

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข [redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

SCBA FIRE FIGHTING_BTF (จำนวน 6 Set)

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	แรงดัน (BAR)	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1	SCBA-01	CCB	1. นั่งแกะ Valve อยู่ในสภาพดี	[illegible]	✓		[illegible]	[redacted]
2	SCBA-02	CCB	2. แรงดันไม่น้อยกว่า 270 Bar	[illegible]	✓		[illegible]	
3	SCBA-03	CCB	3. ถายล้องไม่ร้าวซึม	[illegible]	✓			
4	SCBA-04	CCB	4. หน้ากากไม่ร้าวซึมและไม่ชำรุด	[illegible]	✓			
5	SCBA-05	CCB	5. สายสะพายอยู่ในสภาพพร้อมใช้	[illegible]	✓			
6	SCBA-06	CCB	งาน	[illegible]	✓		[illegible]	
			6. กรณีทดสอบสัญญาณเตือน					
			50 Bar จะต้องมี Alarm ดัง					

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข [redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FIRE PROTECTION CLOTHING (BTF) จำนวน 6 ชุด

ที่	สถานที่จัดเก็บ	สถานที่จัดเก็บ	ผลการตรวจ					สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
			เสื้อ	กางเกง	ขาวเต็ว	หมวก	ถุงมือ		
1	FS-001	CCB	✗	✓	✓	✓	✗		[redacted]
2	FS-002	CCB	✗	✗	✓	✓	✗		
3	FS-003	CCB	✗	✗	✗	✓	✓		
4	FS-004	CCB	✗	✗	✗	✓	✗	ไม่ครบชิ้น ๆ ๆ	
5	FS-005	CCB	✓	✓	✓	✓	✗		
6	FS-006	CCB	✓	✓	✗	✓	✓		

บันทึกชี้แจงการแก้ไข 1. FS-002 เสื้อ, กางเกง, ถุงมือ เสื้อ 2. FS-003 เสื้อ, กางเกง, ถุงมือ เสื้อ/กางเกง.
3. FS-004 เสื้อ, กางเกง, ถุงมือ เสื้อ/กางเกง. FS-005 ถุงมือ/เสื้อ/กางเกง, FS-006 เสื้อ/กางเกง

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

MOBILE FOAM (BTF) จำนวน 3 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่รบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	MBF-01	Truck Load	1.ถังโฟมสภาพดีไม่รั่ว, บิ้ม	✓			[redacted]
2	MBF-02	Truck Load	2. Inductor foam /ท่อดูดโฟม อยู่	✓			
3	MBF-03	T-6949	ในสภาพดี ใช้งานได้	✓		ไม่ครบชิ้น ๆ	
			3. หัวฉีดฟรีวอยู่ในสภาพดี				
			4. สาย 2.5" นิ้วสภาพดีไม่รั่ว				

บันทึกอื่นๆการแก้ไข

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FIRE HOSE BOX (BTF) จำนวน 11 ตู้

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	อุปกรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ครบ	ไม่ครบ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	HB-01	G-2	1.Seal ที่ประตูต้องอยู่ในสภาพปกติ และสีของตู้ต้องไม่ซีด และต้องไม่มีสนิม และอุปกรณ์ครบ	✓		✓			[redacted]
2	HB-02	Compressor		✓		✓			
3	HB-03	O-FA 821		✓		✓			
4	HB-04	FA-811C		✓		✓			
5	HB-05	T-6946B		✓		✓			
6	HB-06	T-6945A		✓		✓			
7	HB-07	Tank load		✓		✓			
8	HB-08	FA-811D		✓		✓			
9	HB-09	FA-811E		✓		✓			
10	HB-10	FA-801D		✓		✓			
11	HB-11	FA-811B		✓		✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข_____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FIRE HOSE HOUSE (BTF) จำนวน 10 ตู้

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	อุปกรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ครบ	ไม่ครบ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	HH-01	G-2	Seal ที่ประตูต้องอยู่ในสภาพปกติ และสีของตู้ต้องไม่ซีดและต้องไม่มีสนิม	✓		✓			[redacted]
2	HH-02	G-2		✓		✓			
3	HH-03	T-6946B		✓		✓			
4	HH-04	T-6946A		✓		✓			
5	HH-05	T-6981		✓		✓			
6	HH-06	T-6945		✓		✓			
7	HH-07	T-6945A		✓		✓			
8	HH-08	T-6982		✓		✓			
9	HH-09	T-6983		✓		✓			
10	HH-10	T-6983		✓		✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข_____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Hydrant With Monitor (BTF) จำนวน 27 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	อุปมรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ครบ	ไม่ครบ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	HTM-01	FIN-FAN	1. Nozzle จะต้องไม่มีสิ่งอุดตัน สามารถปรับได้	✓		✓		[redacted]	[redacted]
2	HTM-02	O-FA811C	2. Handle Operation Level จะต้องใช้งานได้	✓		✓			
3	HTM-03	T-6980	3. Screw Lock Handle Control จะต้องสามารถ Lock ได้	✓		✓			
4	HTM-04	V-6925	4. Butterfly Valve จะต้องอยู่ในตำแหน่งปิด	✓		✓			
5	HTM-05	PAN-801	5. Main Valve จะต้องอยู่ในตำแหน่งปิด	✓		✓			
6	HTM-06	T-811-A	6. Pumper Connection Valve 4 นิ้วหัด ไม่มีน้ำรั่วซึม, Cap (ดี) และโซ่คล้อง	✓		✓			
7	HTM-07	O-FA 811C	7. Connection Valve จะต้องอยู่ในตำแหน่งปิด	✓		✓			
8	HTM-08	O-FA801C	8. สีจะต้องไม่ซีดจาง และไม่ลุกร่อน	✓		✓			
9	HTM-09	T-6940		✓		✓			
10	HTM-10	Metering		✓		✓			
11	HTM-11	O-FA801D		✓		✓			
12	HTM-12	T-6946B		✓		✓			
13	HTM-13	T-803D		✓		✓			
14	HTM-14	O-FA 811B		✓		✓			
15	HTM-15	Metering		✓		✓			
16	HTM-16	ติดร้าว.ถนน		✓		✓			
17	HTM-17	ติดร้าว.ถนน		✓		✓			
18	HTM-18	ติดร้าว.ถนน		✓		✓			
19	HTM-19	ติดร้าว.ถนน		✓		✓			
20	HTM-20	ติดร้าว.ถนน		✓		✓			
21	HTM-21	O-FA811D		✓		✓			
22	HTM-22	T-6981		✓		✓			
23	HTM-23	T-6981		✓		✓			
24	HTM-24	T-6981		✓		✓			
25	HTM-25	T-6983		✓		✓			
26	HTM-26	T-6983		✓		✓			
27	HTM-27	T-6983		✓		✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข [redacted]

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Fixed Monitor (BTF) จำนวน 17 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	อุปมรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ครบ	ไม่ครบ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	WMT-01	T-6966A	1. Main valve เปิด	✓		✓			[redacted]
2	WMT-02	T-6966A	2. Monitor Nozzle ปรับได้ หมุนตัว	✓		✓			
3	WMT-03	T-811-F	3. ไม่มีน้ำรั่วซึมจากข้อต่อและหน้าแปลน	✓		✓			
4	WMT-04	T-821	4. สภาพภายนอก สี ไม่ซีดจาง และไม่เป็นสนิม	✓		✓			
5	WMT-05	T-811-F	5. สายดินรถยนต์ ไม่ขาดจางและไม่เป็นสนิม	✓		✓			
6	WMT-06	T-891F		✓		✓			
7	WMT-07	T-801D		✓		✓			
8	WMT-08	O-FA 801C		✓		✓			
9	WMT-09	O-FA 801B		✓		✓			
10	WMT-10	O-FA 801B		✓		✓			
11	WMT-11	BTF		✓		✓			
12	WMT-12	T-801-A		✓		✓			
13	WMT-13	Tank load		✓		✓			
14	WMT-14	T-811		✓		✓			
15	WMT-15	T-801-A		✓		✓			
16	WMT-16	T-801-A		✓		✓			
17	WMT-17	P-6966B		✓		✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข [redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number

HYDRANT (BTF) จำนวน 22 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	อุปกรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ครบ	ไม่ครบ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	HT-01	ห้องพัก Fire man	1.Valve Jine Discharge 2.5 นิ้ว	✓		✓			[redacted]
2	HT-02	T-6983-02A	จะต้องอยู่ในตำแหน่งปิดและมี	✓		✓			
3	HT-03	T-811F	Cap ปิดที่ Jine Discharge ต้อง	✓		✓			
4	HT-04	ผนวรั้ว ถนน.	ไม่มีสิ่งรั่วซึมและมีไฟ ตลอดทั้ง	✓		✓			
5	HT-05	ผนวรั้ว ถนน.	2 ข้าง	✓		✓		[illegible] VALVE [illegible]	
6	HT-06	ผนวรั้ว ถนน.	2.สภาพภายนอกสีไม่ลิดขาด	✓		✓		[illegible] VALVE [illegible]	
7	HT-07	ผนวรั้ว ถนน.	และไม่เป็นเสนิม	✓		✓		[illegible] VALVE [illegible]	
8	HT-08	T-811	3.สภาพภายในสีไม่ลิดขาด และ	✓		✓			
9	HT-09	CCB เก่า	ไม่เป็นสนิม	✓		✓			
10	HT-10	T-6980		✓		✓			
11	HT-11	T-6980		✓		✓			
12	HT-12	Fire Pump		✓		✓			
13	HT-13	T-6980		✓		✓			
14	HT-14	T-6980		✓		✓			
15	HT-15	PM-6980F		✓		✓			
16	HT-16	T-6983A		✓		✓			
17	HT-17	T-6983A		✓		✓			
18	HT-18	ติดรั้วถนนR-6		✓		✓		[illegible]	
19	HT-19	ติดรั้วประตูF-5		✓		✓		[illegible]	
20	HT-20	ติดรั้วถนนR-5		✓		✓		[illegible]	
21	HT-21	Truck Load		✓		✓			
22	HT-22	T-6946A/B		✓		✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number

FOAM STORAGE TANK V-6925-04 (BTF) จำนวน 1 ถัง

ที่	รายการตรวจสอบ	ผลการตรวจ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
		ปกติ	ผิดปกติ		
1	Foam pump	✓			[redacted]
2	Foam storage tank	✓			
3	Valve No.1 (ปิดไฟฟ้าจากถังเข้าปั๊ม)	✓			
4	Valve No.2 (ไฟฟ้าจากปั๊มเข้าตัวผสมโฟม)	✓			
5	Valve No.3 (ไฟฟ้าจากปั๊มเติมเข้าถัง)	✓			
6	Valve No.4 (ไฟฟ้าจากถายเตอเข้าปั๊ม)	✓			
7	Valve No.5 (ไฟฟ้าจากปั๊มขยายสู่ภายนอก)	✓			
8	Valve No.6 (ไฟฟ้าจากปั๊มขยายสู่ภายนอก)	✓			
9	Valve No.7 (ไฟฟ้าจากปั๊มขยายสู่ภายนอก)	✓			
10	Valve No.8 (ปิดน้ำเข้าหาถังจ่อไฟฟ้าและปั๊ม)	✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FOAM BLADDER TANK O-FA810 (BTF) จำนวน 1 ถัง

ที่	รายการตรวจสอบ	ผลการตรวจ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
		ปกติ	ผิดปกติ		
1	Water inlet valve No.A อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			[redacted]
2	Foam outlet valve No.B อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
3	Valve No.1 (Foam To Dike) อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
4	Valve No.2 (Foam chamber O-FA801A) อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
5	Valve No.3 (Foam chamber O-FA801D) อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
6	Valve No.4 (Foam chamber O-FA801C) อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
7	Valve No.5 (Foam chamber O-FA802) อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			

บันทึกอื่นๆการแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FOAM BLADDER TANK O-FA820 (BTF) จำนวน 1 ถัง

ที่	รายการตรวจสอบ	ผลการตรวจ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
		ปกติ	ผิดปกติ		
1	Main valve No.1 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			[redacted]
2	Supply valve No.2 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
3	Water inlet valve No.3 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
4	Foam outlet valve No.4 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
5	Foam outlet valve (A/T) No.5 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
6	Foam solution valve To Discharge No.6 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
7	Foam solution valve To Fixed monitor No.7 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
8	Fixed monitor valve (WMT-11) No.8 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
9	Foam solution valve To Fixed monitor No.9 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
10	Fixed monitor valve (WMT-07) No.10 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
11	Foam chamber valve To Foam chamber No.11 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			

บันทึกอื่นๆการแก้ไข _____

[redacted]

SAP Number

FOAM BLADDER TANK O-FA830 (BTF) จำนวน 1 ถัง

ที่	รายการตรวจสอบ	ผลการตรวจ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
		ปกติ	ผิดปกติ		
1	Main valve No.1 อยู่ในตำแหน่งเปิด	✓			[redacted]
2	Supply valve No.2 อยู่ในตำแหน่งเปิด	✓			
3	Water inlet valve No.3 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
4	Foam outlet valve No.4 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
5	Foam solution valve To Fixed monitor No.5 อยู่ในตำแหน่งเปิด	✓			
6	Foam solution valve To Fixed monitor No.6 อยู่ในตำแหน่งเปิด	✓			
7	Fixed monitor valve No.7 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
8	Fixed monitor valve No.8 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
9	Fixed monitor valve No.9 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
10	Foam chamber valve To O-FA801E No.10 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			
11	Foam chamber valve To O-FA801F No.11 อยู่ในตำแหน่งปิด	✓			

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number

Inergen System (CCB)

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	Inergen Cylinder Pressure Gauge ต้องอยู่ใน Range สีเขียว (2,900 PSI)	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ
					พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1. Inergen Cylinder			1. Inergen Cylinder แรงดันไม่ต่ำกว่า 2,900 PSI. ถังไม่เป็นสนิมสีไม่ซีดจาง					[redacted]
1	IN-CL-01	CCB		✓	✓			
2	IN-CL-02	CCB		✓	✓			
3	IN-CL-03	CCB		✓	✓			
4	IN-CL-04	CCB		✓	✓			
5	IN-CL-05	CCB		✓	✓			
6	IN-CL-06	CCB		✓	✓			
7	IN-CL-07	CCB		✓	✓			
8	IN-CL-08	CCB		✓	✓			
9	IN-CL-09	CCB		✓	✓			
10	IN-CL-10	CCB		✓	✓			
11	IN-CL-11	CCB		✓	✓			
12	IN-CL-12	CCB		✓	✓			
2. Control Panel			2. Control Panel Power On ติด	ไฟแสดงสถานะการ ติด ไม่ติด				
1	Power on			✓	✓			
3. Electricontrol Head			3. Electric Control Head ลูกศรชี้ไปตำแหน่ง SET.	สภาพตัวไฟทางอุปกรณ์ NORMAL	✓			
4. Manual Release			4. Manual Release สภาพพร้อมใช้งาน ไม่ชำรุดเสียหาย	สภาพตัวไฟทางอุปกรณ์ NORMAL	✓			
1	MR-01							
5. Abort Switch			5. Abort Switch สภาพพร้อมใช้งาน ไม่ชำรุดเสียหาย	สภาพตัวไฟทางอุปกรณ์ NORMAL	✓			
1	ABS-01							
6. Pressure Switch			6. Pressure Switch สภาพพร้อมใช้งาน ไม่ชำรุดเสียหาย	สภาพตัวไฟทางอุปกรณ์ NORMAL	✓			
1	PS-01							

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข

[redacted]

SAP Number _____

CO2 System Substation-6914

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	น้ำหนัก (KG) น้ำหนักจริง	น้ำหนัก (KG) ที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1. CO2 Cylinder Main			1. CO2 Cylinder ไม่เป็นสนิมที่ไม่ชี้ดอาง คอนัจและข้อต่อต้องไม่มีรอยรั่วไม่ชื้น (ตรวจวัดจากน้ำยาทดสอบ) น้ำหนักสาร CO2 ลดลงไม่ต่ำกว่า 10%						[redacted]
1	CL-01	Switch G.		264.2		✓			
2	CL-02	Switch G.		264.4		✓			
3	CL-03	Switch G.		268.3		✓			
4	CL-04	Switch G.		263.9		✓			
5	CL-05	Switch G.		264.2		✓			
6	CL-06	Switch G.		265.2		✓			
7	CL-07	Switch G.		264.4		✓			
8	CL-08	Switch G.		263.7		✓			
9	CL-09	Switch G.		265.6		✓			
10	CL-10	Switch G.		263.7		✓			
11	CL-11	Switch G.		263.6		✓			
12	CL-12	Switch G.		263.7		✓			
13	CL-13	Switch G.		266.5		✓			
14	CL-14	Switch G.		265.7		✓			
15	CL-15	Switch G.		263.6		✓			
16	CL-16	Switch G.		262.2		✓			
17	CL-17	Switch G.		263.1		✓			
2. CO2 Cylinder Reserve			2. CO2 Cylinder ไม่เป็นสนิมที่ไม่ชี้ดอาง คอนัจและข้อต่อต้องไม่มีรอยรั่วไม่ชื้น (ตรวจวัดจากน้ำยาทดสอบ) น้ำหนักสาร CO2 ลดลงไม่ต่ำกว่า 10%	น้ำหนักจริง	ที่ตรวจ				
1	CL-01	Switch G.		264.1		✓			
2	CL-02	Switch G.		264.3		✓			
3	CL-03	Switch G.		264.0		✓			
4	CL-04	Switch G.		262.4		✓			
5	CL-05	Switch G.		264.3		✓			
6	CL-06	Switch G.		264.0		✓			
7	CL-07	Switch G.		265.6		✓			
8	CL-08	Switch G.		263.9		✓			
9	CL-09	Switch G.		266.1		✓			
10	CL-10	Switch G.		265.1		✓			
11	CL-11	Switch G.		262.9		✓			
12	CL-12	Switch G.		264.6		✓			
13	CL-13	Switch G.		268.3		✓			
14	CL-14	Switch G.		265.2		✓			
15	CL-15	Switch G.		267.9		✓			
16	CL-16	Switch G.		263.4		✓			
17	CL-17	Switch G.		266.5		✓			

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

CO2 System Substation-6914

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	น้ำหนัก (KG) น้ำหนักจริง	น้ำหนัก (KG) ที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
3. Control Panel			3. Control Panel Power On ติด	ไฟแสดงสถานะการ					[redacted]
				ติด	ไม่ติด				
1	Switch Gear Room			✓		✓			
4. Electricontrol Head			4. Electric Control Head ถูกกรอกในตำแหน่ง SET.	ตัวแทนว่าไม่แจ้งเตือนใดๆ					
1	Switch Gear Room			Normal		✓			
5. Manual Released			5. Manual Release สวิตาพร้อมใช้งานไม่ชำรุดเสียหาย	สถานะไม่แจ้งเตือนใดๆ					
1	Switch Gear Room			Normal		✓			
6. Pressure Switch			6. Pressure Switch สวิตาพร้อมใช้งานไม่ชำรุดเสียหาย	สถานะไม่แจ้งเตือนใดๆ					
1	Switch Gear Room			Normal		✓			

บันทึกเพิ่มเติม/การแก้ไข_____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FM-200 System Sbstation-6914_BTF

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	Nitrogen Drive แรงดัน	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ
1. FM200 Cylinder			1. FM200 Cylinder แรงดันไม่ต่ำกว่า 360 PSI. ถังไม่เป็นสนิมมีไม่ชีดจาง					[redacted]
1	Main 001 A	DCS Room		[illegible]	✓			
2	Main 001 B	Battery Room		[illegible]	✓			
3	Reserve 001	DCS Room		[illegible]	✓			
4	Reserve 001	Battery Room		[illegible]	✓			
2. Control Panel			2. Control Panel Power On ติด	ไฟแสดงสถานะการทำงาน				
				ติด / ไม่ติด				
1	Power on			✓	✓			
3. Electricontrol Head			3. Electric Control Head มูลการชี้ในตำแหน่ง SET.	ทุกตัวอยู่ในตำแหน่ง				
1	Main-ECS-01			NORMAL	✓			
2	Main-ECS-02			NORMAL	✓			
3	Reserve-ECS-01			NORMAL	✓			
4	Reserve-ECS-02			NORMAL	✓			
4. Manual Released			4. Manual Release สภาพพร้อมใช้งานไม่ชำรุดเสียหาย	ทุกตัวอยู่ในตำแหน่ง				
1	DCS-MR-01			NORMAL	✓			
2	BT-MR-01			NORMAL	✓			
5. Abort Switch			5. Abort Switch สภาพพร้อมใช้งานไม่ชำรุดเสียหาย	ทุกตัวอยู่ในตำแหน่ง				
1	DCS-AB-01			NORMAL	✓			
2	BT-AB-01			NORMAL	✓			
6. Pressure Switch			6. Pressure Switch สภาพพร้อมใช้งานไม่ชำรุดเสียหาย	ทุกตัวอยู่ในตำแหน่ง				
1	DCS-PSM-01			NORMAL	✓			
2	DCS-PSR-01			NORMAL	✓			
3	BT-PSM-01			NORMAL	✓			
4	BT-PSR-01			NORMAL	✓			

วันที่เกิดอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

วันที่ _____ วันที่ _____

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

CO2 PORTABLE (Jetty) จำนวน 8 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	น้ำหนัก (lbs) ถังจริง	น้ำหนัก (lbs) ชั่งได้	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวแทรอง)
1	J1-CO-01	JETTY-1 LV-Room	1. สภาพถังต้องไม่เป็นสนิมและสีต้องไม่ซีดจาง	33.0		✓			[redacted]
2	J1-CO-02	JETTY-1 LV-Room	2. วาล์วปิด, กระบอกปิดไม่แตกและไม่บุบสลัน	26.3		✓			
3	J1-CO-03	JETTY-1 LV-Room	3. มี Safety pin ที่ด้ามปืนและต้องมี Seal Lock	33.9		✓		[illegible]	
4	J1-CO-04	JETTY-1 CCR	4. น้ำหนักลดลงไม่ต่ำกว่า 10% ของน้ำหนักรวม	47.7		✓			
5	J1-CO-05	JETTY-1 ห้องอาหาร	5. มีป้ายแสดงระยะยิง	26.3		✓			
6	J1-CO-06	JETTY-1 หอคอย	6.ชั่งน้ำหนักทุก 6 เดือน	26.1		✓			
7	J1-CO-07	JETTY-1 HV-Room		26.3		✓			
8	J2-CO-01	JETTY-2 HV-Room		44.3		✓			
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									
17									
18									
19									
20									
21									
22									
23									
25									
26									
27									
28									
29									

วันที่เกิดอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Dry Chemical Cartridge Operate (Jetty) จำนวน 12 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	น้ำหนัก Cartridge	น้ำหนักชั่งได้	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ
1	D-08	JETTY-1 ชั้น 1	1. มี Safety Pin ที่ดึงได้ และมี			✓		
2	D-09	JETTY-1 ชั้น 1	Seal Lock เรียบร้อย			✓		
3	D-140	JETTY-1 ชั้น 2	2. สายฉีดไม่อุดตัน/ไม่แตกกรอง			✓		[illegible]
4	D-141	JETTY-1 ชั้น 2	3.มีที่เก็บสายฉีด และสายฉีดเก็บ			✓		
5	D-143	JETTY-1 ชั้น 1	เรียบร้อย			✓		[illegible]
6	D-144	JETTY-1 ชั้น 1	4. ถังและตู้ที่วางอยู่ในสภาพดีไม่			✓		
7	D-146	JETTY-1 ชั้น 2	เป็นสนิมและสภาพสีไม่ซีดจาง			✓		[illegible]
8	D-147	JETTY-1	5. น้ำหนักลูก Cartridge ต้องไม่			✓		
9	D-149	JETTY-1	น้อยกว่า 667 กรัม (ถัง 20 ปอนด์),			✓		[illegible]
10	D-6711	JETTY-2	418 กรัม (ถัง 10 ปอนด์)			✓		
11	D-6712	JETTY-2	6. ตรวจถังเพื่อให้มั่นใจว่าไม่มีการ				✓	[illegible]
12	D-6713	JETTY-2	เคลื่อนตัว			✓		
			7.ป้ายแสดงสัญญาณถังดับเพลิงสภาพสีไม่ซีดจาง					
			8. ตำแหน่งของ Stem Indicator ที่ฝาถังต้องไม่ยื่นขึ้น (ถ้ายืดตัวขึ้นแสดงว่าในถังมีแรงดันจากลูก Cartridge เข้าไปแล้ว)					

เหตุเรื่องอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Dry Chemical Storage Pressure (Jetty) จำนวน 4 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1	D-145	Jetty-1 ชั้น 2	1. มี Safety Pin ที่ดึงได้ และมี	✓			[redacted]
2	D-15	จอดรถ-1	Seal Lock เรียบร้อย	✓			
3	D-16	จอดรถ-2	2. สายฉีดไม่อุดตัน/ไม่แตกกรอง	✓			
4	D-17	Fire Station	3.มีที่เก็บสายฉีด และสายฉีดเก็บ	✓			
			เรียบร้อย				
			4. ถังและตู้ที่วางอยู่ในสภาพดีไม่				
			เป็นสนิมและสภาพสีไม่ซีดจาง				
			5. Gauge วัดแรงดันอยู่ใน Range				
			แถบสีเขียว				
			6. ตรวจดูเพื่อให้มั่นใจว่าไม่มีการ				
			เคลื่อนตัว				
			7.ป้ายแสดงสัญญาณถังดับเพลิงสภาพสีไม่ซีดจาง				

เหตุเรื่องอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number .....

MANUAL FIRE ALARM STATION (Jetty) จำนวน 24 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	สภาพทั่วไป		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ปกติ	ผิดปกติ		
1	BGU-734	หน้าห้อง UPS (ICS)	1.ตระขอบไม่แตก, ร้อน, โซ่	✓			[redacted]
2	BGU 735	หน้าห้อง Battery (ICS)	มีครบ	✓			
3	BGU-736	ในห้อง Battery (ICS)	2.สภาพภายนอกดีไม่ชัดจาง	✓			
4	BGU-737	หน้าห้อง HV	และไม่ชำรุด	✓			
5	BGU 739	ลานจอดรถฟ้า	3. ป้ายสัญญาณเตือนอยู่ในสภาพ	✓			
6	BGU-740	หน้าห้อง LV (ICS)	ใหม่ มองเห็นชัดเจน	✓			
7	BGU-741	หน้าห้องรีฟ้าชั้น 2 (ICS)	4.ไฟสีแดงตำแหน่งพร้อมใช้	✓			
8	BGU-742	รถไฟบรรทุกชั้น 2	งานตัดเสียง	✓			
9	BGU-743	ชั้น 1 ข้าง EBA	5.ขดลวดสายสัญญาณ	✓			
10	BGU 744	ชั้น 1 ข้าง F-6828	Alarm ส่งมาที่ศูนย์การ	✓			
11	BGU-745	ชั้น 1 ทางขึ้นบรรทุก	ดับเพลิงและ CCR	✓			
12	BGU-746	ชั้น 1 ข้าง JFT-01		✓			
13	BGU-747	ใต้ท้องรถยนต์		✓			
14	BGU-748	ชั้นสองข้างตู้ HD02		✓		หัวต่อน้ำหลุด ออกจากตู้ดับเพลิง	
15	BGU-749	หน้าห้อง LV (PF)		✓			
16	BGU-750	ห้องแอดมิน		✓			
17	BGU-751	หน้าห้อง CCR (ICS)		✓			
18	BGU-755	ลิฟต์ขึ้นชั้น 2		✓			
19	BGU-756	หน้าห้อง LV (PF)		✓			
20	BGU-757	หน้าห้อง HV (PF)		✓			
21	BGU-758	หน้าห้อง CCR (PF)		✓			
22	BGU-01	Jetty-2		✓			
23	BGU-02	Jetty-2		✓			
24	BGU-03	Jetty-2		✓			

บันทึกเพิ่มเติมการแก้ไข.....

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number .....

WHEELED FIRE EXTINGUISHERS_Jetty จำนวน 2 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	แรงดัน N2	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
					พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	WD-001	JETTY-2	1. Nitrogen Cylinder แรงดันไม่	1900	✓		[illegible]	[redacted]
2	WD-002	JETTY-2	ต่ำกว่า 1,500 PSI และไม่เป็น	1400	✓			
			สนิม					
			2. Seal Nitrogen Cylinder ไม่					
			ขาด					
			3. หัวฉีดไม่อุดตัน					
			4. Hose Assembly¾(UL) x 15					
			M ไม่แตกหรือขาด					
			5. Red Indicator Stem อยู่					
			ตำแหน่งต่ำสุด					
			6. มูลตกไม่ลึกขาด					

บันทึกเพิ่มเติมการแก้ไข.....

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

SCBA FIRE FIGHTING (Jetty) จำนวน 6 Set

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	แรงดัน (BAR)	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ
1	SCBA-01	JETTY-1	1. ตัวและ Valve หยู่ในสภาพดี	300		✓	
2	SCBA-02	JETTY-1	2. แรงดันไม่น้อยกว่า 220 Bar	300		✓	Hose Check Bar
3	SCBA-03	JETTY-1	3. สายต้องไม่ชำรุด	300		✓	
4	SCBA-04	JETTY-1	4. หน้ากากวัสดุที่ปิดแน่นดีไม่รั่วซึม	300		✓	
5	SCBA-05	JETTY-2	5. ถาดและหมดอยู่ในสภาพพร้อมใช้งาน	290	✓		
6	SCBA-06	JETTY-2	6. กรณีตรวจสอบกับอุปกรณ์ทดลอง 50 Bar จะต้องมี Alarm ดัง	290	✓		UPV อุปกรณ์ชำรุด

[redacted]

ทำเครื่องหมายๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FIRE PROTECTION CLOTHING (Jetty) จำนวน 6 ชุด

ที่	สถานที่ยังเพิ่ม	สถานที่จัดเก็บ	ผลการตรวจ เสื้อ	ผลการตรวจ กางเกง	ผลการตรวจ รองเท้า	ผลการตรวจ หมวก	ผลการตรวจ ถุงมือ	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1	FS-001	CCB Jetty 2	✗	✗	✗	✓	✓		[redacted]
2	FS-002	CCB Jetty 1	✗	✗	✗	✓	✓		
3	FS-003	CCB Jetty 1	✗	✗	✗	✓	✓		
4	FS-004	CCB Jetty 1	✗	✗	✗	✓	✓	ขาดหลัง	
5	FS-005	Jetty 2	✗	✗	✗	✓	✓		
6	FS-006	Jetty 2	✗	✗	✗	✓	✓		

ทำเครื่องหมายๆ/การแก้ไข 1. FS-001, 002, 003, 004, 005, 006 = เสื้อ, กางเกง, รองเท้า, ถุงมือ ชำรุด
2. FS-002 = ถุงมือ ชำรุด ที่ใช้งานไม่ได้

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number .....

FIRE HOSE BOX (Jetty) จำนวน 7 ตู้

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	อุปกรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ครบ	ไม่ครบ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	J1-HB-01	JETTY-1 ชั้น2	1.Seal ที่ฝาตู้ต้องอยู่ในสภาพปกติ และห้ามของตู้ต้องไม่ขีด และต้องไม่มีเนิน และอุปกรณ์อยู่ครบ	✓		✓			[redacted]
2	J1-HB-02	JETTY-1 ชั้น2		✓		✓			
3	J1-HB-03	JETTY-1 ชั้น2		✓		✓			
4	J1-HB-04	JETTY-1 ชั้น1		✓		✓			
5	J1-HB-05	JETTY-1 ชั้น1			✓	✓		[illegible]	
6	J2-HB-01	JETTY-2		✓		✓			
7	J2-HB-02	JETTY-2			✓	✓		[illegible]	

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข J1-HB-01 ~ 05 = [illegible]

[redacted]

วันที่ ..... วันที่ .....

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number .....

HYDRANT (Jetty) จำนวน 5 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	อุปกรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ครบ	ไม่ครบ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	J1-HT-01	Jetty-1	1.Valve line Discharge 2.5 นิ้ว จะต้องอยู่ในสภาพปกติและมีCap ปิดที่ line Discharge ต้องไม่มีน้ำรั่วซึมและมีไอ้ ต้องทั้ง 2 ข้าง 2.สภาพภายนอกที่ไม่ติดตาง และไม่เป็นสนิม 3 เสาดับเพลิงที่ไม่ติดตาง และไม่เป็นสนิม	✓		✓			[redacted]
2	J1-HT-02	Jetty-1		✓		✓		[illegible]	
3	J1-HT-03	Jetty-1		✓		✓			
4	J2-HT-01	Jetty-2		✓		✓		[illegible]	
5	J2-HT-02	Jetty-2		✓	✓	✓		[illegible]	

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข .....

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

HYDRANT FOAM (Jetty) จำนวน 4 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	อุปกรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ครบ	ไม่ครบ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	H-HTF-01	JETTY-1	1.Valve line Discharge 2.5 นิ้ว	✓		✓			[redacted]
2	H-HTF-02	JETTY-1	จะต้องอยู่ในตำแหน่งปิดและมี	✓		✓			
3	H2-HTF-01	JETTY-2	Cap ปิดนี้ line Discharge ต้อง	✓			✓	[illegible]	
4	H2-HTF-02	JETTY-2	ไม่มีน้ำรั่วซึมและมีไข่ กล้องทั้ง	✓		✓			
			2 ข้าง						
			2.สภาพภายนอกสีไม่ซีดจาง						
			และไม่เป็นเสนิม						

หมายเหตุ/การแก้ไข _____

[redacted]

วันที่ ..... วันที่ .....

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Hydrant With Monitor (Jetty) จำนวน 1 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	อุปกรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ครบ	ไม่ครบ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	HTM-01	Jetty-2	1. Nozzle จะต้องไม่มีสิ่งอุดตัน	✓		✓			[redacted]
2			สามารถปรับได้						
3			2. Handle Operation Level						
4			จะต้องสามารถปรับได้						
5			3. Screw Lock Handle Control						
6			จะต้องสามารถ Lock ได้						
7			4. Butterfly Valve จะต้องอยู่ใน						
8			ตำแหน่งปิด						
9			5. Main Valve จะต้องอยู่ใน						
10			ตำแหน่งเปิด						
11			6. Pumper Connection Valve 4						
12			นิ้วปิด ไม่มีน้ำรั่วซึม, Cap (ฝา)						
13			และไข่ครบ						
14			7. Connection Valve จะต้องอยู่						
15			ในตำแหน่งปิด						
16			8. สีจะต้องไม่ซีดจาง และไม่ถู						
17			กร่อน						
18									
19									
20									
21									
22									
23									
24									
25									
26									
27									
28									
29									

หมายเหตุ/การแก้ไข _____

[redacted]

วันที่ ..... วันที่ .....

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Emergency Escape (Jetty) จำนวน 2 Set

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	แรงดัน (BAR)	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
					ชำรุดใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	21-EHA-01	JETTY-1	1. ตัวและ Valve อยู่ในสภาพดี	180	✓			[redacted]
2	22-EHA-01	JETTY-2	2. แรงดันไม่น้อยกว่า 180 Bar	180	✓			
			3. สายต้องไม่รั่วซึม					
			4. หน้ากากไม่รั่วต้องแน่นสไม่มีรอย					

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FOAM STORAGE TANK (Jetty) จำนวน 2 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	สภาพทั่วไป		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				ปกติ	ผิดปกติ		
1	V-6873	JETTY-1 ชั้น 1	1. Valve ต่างๆ อยู่ในตำแหน่งที่ระบุไว้ในขั้น	✓			[redacted]
2	V-6873	JETTY-2	ขั้นตอนการ Operate	✓			
			2. Drain Valve ต่าง ๆ ปิด มี Pin ล็อค				
			3. Vent Valve ต่าง ๆ ปิด มี Pin ล็อค				
			4. Pressure Gauge Valve อยู่ตำแหน่งเปิด				
			5. สภาพถังไม่เป็นสนิม, ไม่มีรอยแตกร้าว, ที่				
			ไม่ชัดเจน				
			6. ไม่มีน้ำรั่วตามจุดต่อต่าง ๆ				
			7. Foam Level จะต้องมีระดับไม่ต่ำกว่า 3/4				

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FIRE BLANKET (Jetty) จำนวน 3 จุด

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	J1-FB-01	Jetty-1	1. ไม่มีสิ่งของวางเกะกีดขวาง สามารถเข้าหยิบ	✓			[redacted]
2	J1-FB-02	Jetty-1	ใช้งานได้สะดวก	✓			
3	J1-FB-03	Jetty-1	2. สภาพกล่องเปิด-ปิดง่าย ไม่เป็นสนิม	✓			
			3.ถังดับเพลิงในสภาพพร้อมใช้งาน				

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

FIRE AXE (Jetty) จำนวน 2 จุด

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
				พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	J1-AXE-01	Jetty-1	1. ไม่มีสิ่งของวางเกะกีดขวาง สามารถเข้าหยิบ	✓			[redacted]
2	J2-AXE-01	Jetty-2	ใช้งานได้สะดวก	✓			
			2. สภาพกล่องเปิด-ปิดง่าย ไม่เป็นสนิม				
			3.ขวานอยู่ในสภาพพร้อมใช้งาน				

บันทึกอื่นๆ/การแก้ไข _____

[redacted]

SAP Number _____

WATER CURTAIN (Jetty) จำนวน 2 ตัว

ที่	รหัส	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	สถานะวาล์วมือหมุน	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1	WTC-001	Jetty-1	1.Main Valve ปิด	✓	✓			[redacted]
2	WTC-002	Jetty-2	2.สีไม่ซีดจาง ไม่เป็นสนิม	✓	✓			
			3.ไม่มีน้ำรั่วจาก Nozzle					

หมายเหตุ/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Dry Chemical Powder System F-6827 (Jetty-1)

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	น้ำหนักถัง N2 ไม่ต่ำกว่า ตันซ์	ผลการตรวจสอบ พร้อมใช้	ผลการตรวจสอบ ไม่พร้อมใช้	สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1. Nitrogen Cylinder			1. Nitrogen Cylinder น้ำหนักไม่ต่ำกว่า					[redacted]
1	N2-CL-01	Jetty-1	ตันซ์ ถังไม่เป็นสนิม	–	✓			
2	N2-CL-02	Jetty-1		–	✓			
3	N2-CL-03	Jetty-1		–	✓			
4	N2-CL-04	Jetty-1		–	✓			
5	N2-CL-05	Jetty-1		–	✓			
6	N2-CL-06	Jetty-1		–	✓			
7	N2-CL-07	Jetty-1		–	✓			
8	N2-CL-08	Jetty-1		–	✓			
9	N2-CL-09	Jetty-1		–	✓			
10	N2-CL-10	Jetty-1		–	✓			
2. N2 Bom			2. Nitrogen Cylinder น้ำหนักไม่ต่ำกว่า	[illegible]				
1	T-NB-01	Jetty-1	ตันซ์ ถังไม่เป็นสนิม	–	✓			
2	HR-NB-02	Jetty-1		–	✓			
3. Hose Reel			3.หัวฉีด สาย สภาพดี ไม่ชำรุด	สภาพหัวฉีดอยู่ในเกณฑ์				
1	F-6833	Jetty-1		NORMAL	✓			
4. Dry Monitor Nozzle			4.หัวฉีดไม่อุดตัน และไม่เป็นสนิม	สภาพหัวฉีดอยู่ในเกณฑ์				
1	DM-6833	Jetty-1		NORMAL	✓			

บันทึกเพิ่มเติม/การแก้ไข _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Dry Chemical Powder System F-6828 (Jetty-1)

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	น้ำหนักถัง N2 ไม่ต่ำกว่าเกณฑ์	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
					พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1. Nitrogen Cylinder			1. Nitrogen Cylinder น้ำหนักไม่ต่ำกว่าเกณฑ์ ถังไม่เป็นสนิม					[redacted]
1	N2-CL-01	Jetty-1		–	✓			
2	N2-CL-02	Jetty-1		–	✓			
3	N2-CL-03	Jetty-1		–	✓			
4	N2-CL-04	Jetty-1		–	✓			
5	N2-CL-05	Jetty-1		–	✓			
6	N2-CL-06	Jetty-1		–	✓			
7	N2-CL-07	Jetty-1		–	✓			
8	N2-CL-08	Jetty-1		–	✓			
9	N2-CL-09	Jetty-1		–	✓			
10	N2-CL-10	Jetty-1		–	✓			
2. N2 Bom			2. Nitrogen Cylinder น้ำหนักไม่ต่ำกว่าเกณฑ์ ถังไม่เป็นสนิม	[illegible]				
1	HR-NB-01	Jetty-1		–	✓			
2	HR-NB-02	Jetty-1		–	✓			
3. Hose Reel			3. หัวฉีด สาย สภาพดี ไม่ชำรุด	สภาพหัวฉีดใช้งานปกติ				
1	F-6832	Jetty-1		Normal	✓			
4. Dry Monitor Nozzle			4.หัวฉีดไม่อุดตัน และไม่เป็นสนิม	สภาพหัวฉีดใช้งานปกติ				
1	DM-6832	Jetty-1		Normal	✓			

ทำเครื่องหมายๆ/กระแสไฟ_____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

Inergen System (Jetty1)

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	Inergen Cylinder Pressure Gauge ต้องอยู่ใน Range ที่เหมาะ (2,900 PSI)	ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
					พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1. Inergen Cylinder (Main)			1. Inergen Cylinder แรงดันไม่ต่ำกว่า 2,900 PSI. ถังไม่เป็นสนิมไม่บิดงอ					[redacted]
1	IN-CL-01	Jetty-1		✓	✓			
2	IN-CL-02	Jetty-1		✓	✓			
3	IN-CL-03	Jetty-1		✓	✓			
4	IN-CL-04	Jetty-1		✓	✓			
5	IN-CL-05	Jetty-1		✓	✓			
6	IN-CL-06	Jetty-1		✓	✓			
7	IN-CL-07	Jetty-1		✓	✓			
8	IN-CL-08	Jetty-1		✓	✓			
9	IN-CL-09	Jetty-1		✓	✓			
10	IN-CL-10	Jetty-1		✓	✓			
2. Inergen Cylinder (Reserve)			1. Inergen Cylinder แรงดันไม่ต่ำกว่า 2,900 PSI. ถังไม่เป็นสนิมไม่บิดงอ					
1	IN-CL-01	Jetty-1		✓	✓			
2	IN-CL-02	Jetty-1		✓	✓			
3	IN-CL-03	Jetty-1		✓	✓			
4	IN-CL-04	Jetty-1		✓	✓			
5	IN-CL-05	Jetty-1		✗	✗		[illegible]	
6	IN-CL-06	Jetty-1		✓	✓			
7	IN-CL-07	Jetty-1		✓	✓			
8	IN-CL-08	Jetty-1		✓	✓			
9	IN-CL-09	Jetty-1		✓	✓			
10	IN-CL-10	Jetty-1		✓	✓			
2. Control Panel			2. Control Panel Power On ติด และไม่มีไฟแจ้งเตือนต่างๆ ติด	ไฟแสดงสถานะการ		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ
				ปกติ	ผิดปกติ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้	
1	Controol rack room			✓		✓		
2	LV room			✓		✓		
3	AC room			✓		✓		
4	Battery room			✓		✓		
3. Electricontrol Head			3. Electric Control Head อุณหภูมิ ตำแหน่ง SET และอุปกรณ์ทำความร้อนใช้งาน	สภาพหัวใช้งานอุปกรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ
				ปกติ	ผิดปกติ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้	
1	ELC-CRR (Main)			✓		✓		
2	ELC-LV (Main)			✓		✓		
3	ELC-AC (Main)			✓		✓		
4	ELC-Bell (Main)			✓		✓		
5	ELC-CRR (Reserve)			✓		✓		
6	ELC-LV (Reserve)			✓		✓		
7	ELC-AC (Reserve)			✓		✓		

SAP Number _____

Inergen System (Jetty1)

8	ELC-Ball (Reserve)		✓		✓			[redacted]
5. Abort Switch / Manual Release		4. Abort Switch และ Manual released สภาพพร้อมใช้งานไม่ชำรุดเสียหาย	สภาพหัวใบ้ตลุปกรณ์		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	[redacted]
			ปกติ	ผิดปกติ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	Control Rack Room		✓		✓			
2	LV Room		✓		✓			
3	AC Room		✓		✓			
4	Battery Room		✓		✓			

บันทึกเพิ่มเติม/ความเห็น _____

[redacted]

As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number _____

CO2 System LV / HV Room Jetty-2

ที่	No.	ห้องที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	น้ำหนัก (KG)		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติที่พบ	[redacted]
				น้ำหนักจริง	ที่ตรวจ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1. CO2 Cylinder			1. CO2 Cylinder ไม่เป็นสนิมมีไม่						
1	CL-01	LV Room	ชีดจาง คอยังและข้อต่อยังไม่มีรอยรั่วไม่ซึม (ตรวจวัดอาดน้ำหลอด) น้ำหนักการ CO2 ลดลงไม่ต่ำกว่า 10%	289.0		✓			
2	CL-02	LV Room		291.0		✓			
3	CL-03	HV Room		293.0		✓			
4	CL-04	HV Room		293.0		✓			
2. Control Panel			2. Control Panel Power On ติด	ไฟแสดงสถานะการ					
				ติด	ไม่ติด				
1	6700-CO2-CP1			✓		✓			
2	6700-CO2-CP2			✓		✓			
3. Electricontrol Head			3. Electric Control Head ลูกศรชี้ในตำแหน่ง SET.	สภาพหัวใบ้ตลุปกรณ์					
1	LV Room			NORMAL		✓			
2	HV Room			NORMAL		✓			
4. Manual Released			4. Manual Release สภาพพร้อมใช้งานไม่ชำรุดเสียหาย	สภาพหัวใบ้ตลุปกรณ์					
1	LV Room			NORMAL		✓			
2	HV Room			NORMAL		✓			
5. Pressure Switch			5. Pressure Switch สภาพพร้อมใช้งานไม่ชำรุดเสียหาย	สภาพหัวใบ้ตลุปกรณ์					
1	LV Room			NORMAL		✓			
2	HV Room			NORMAL		✓			

บันทึกเพิ่มเติม/ความเห็น _____

[redacted]

➢30ข

เอกสารแผนฝึกซ้อมเหตุการณ์ฉุกเฉินประจำปี 2566 และขั้นตอนการจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

GC

เอกสารแผนฝึกซ้อมเหตุการณ์ฉุกเฉิน
ประจำปี 2566

แผนการซ้อมแผนฉุกเฉินระดับ 2 ประจำปี 2566

หน่วยงาน Crisis and Security Management, SHE Management

As of 23/03/2023

ลำดับ	หน่วยงาน (GPC/BU)	ผู้รับผิดชอบ	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	กำหนดการซ้อม	ความก้าวหน้า
1	GC2(UT) : ระดับ 2	ศูนย์ข่าวสาร													วันที่ 26 กรกฎาคม 2566	
2	GC7(BTF) : ระดับ 2														วันที่ 25 สิงหาคม 2566	
3	GC7(BTF Jetty2) : ระดับ 2														วันที่ 30 พฤศจิกายน 2566	
4	GC8(ATF1) : ระดับ 2														วันที่ 06 ตุลาคม 2566	
5	GC5(ATF2) : ระดับ 2 ตาม RIL									เลื่อนเป็นวันที่ 15 มิ.ย 2566					วันที่ 26 พฤษภาคม 2566	90%
6	Interconnecting pipeline : ระดับ 2														วันที่ 07 กรกฎาคม 2566	

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

มิ.ย. 4 / 66

☐ Tabletop ☐ EM1 ☑ EM2 ☐ EM3

บริษัท/สาขา	PTTGC7	**Plant Name**	BTF	**Unit Name**	T-6982
วันที่ (Date)	31 ตุลาคม 2565	**Chart (A/B/C/D)**	B	**Shift (Day / Night)**	Day
ผู้จัดทำ	วราวุธ สารจิตต์	**ตำแหน่ง**	ERS Chief		

Scenario	ขณะรับ Butene-1 จาก I-4 เข้าถัง T-6982 เกิดการ Flash ตัวของ Product ทำให้ Temp.ใต้ถังลดลง เกิดการบิดตัวของหน้าแปลน ส่งผลกระทบต่อประเก็นของท่อระบายด้านล่างหดตัวทำให้ Butene-1 ในถังรั่วไหลออกจำนวนมากเป็น Vapor Cloud เข้าไปบริเวณงาน Hot work ใกล้เคียง เกิดไฟลุกไหม้รุนแรงจนความร้อนส่งผลกระทบต่อแนวท่อและถังข้างเคียง

Rating: (การให้คะแนน)

1 = Emergency response need met (การปฏิบัติดีเป็นไปตามที่ต้องการ) ผลการประเมิน = Yes

0 = Room for improvement (การปฏิบัติยังมีสิ่งที่ต้องแก้ไขปรับปรุง) ผลการประเมิน = No

CHECK ITEMS กิจกรรม/รายการที่ประเมิน	ผลการประเมิน			ข้อสังเกตที่พบ	RATING
	Yes	**No**	**NA**		
ความสอดคล้องของ PIP					
1. Incident (Title)	Y				1
2. Information (Process condition / Applicable data)	Y				1
3. Incident control plan (Objectives / Strategies / Tactics)	Y				1
4. Operation Actions (Control room / Field Operator)	Y				1
5. Fire fighting	Y				1
6. Other recommendations / Concerns	Y				1
ศูนย์ควบคุมการผลิต (Control Center Room): ประเมินบุคคล อุปกรณ์และการสื่อสาร					
7. มีการสั่งการตามหน้าที่ของ EM และมีการกำหนดกลยุทธ์	Y			ดำเนินการตาม **PIP**	1
8. Boardman มีการทำหน้าที่ตามแผน Operation Emergency Action Isolation / Bypass / SD / Blow down)	Y				1
9. มีการเปิดสัญญาณแจ้งเหตุ และการประกาศเสียงตามสาย	Y				1
10. มีการติดต่อสื่อสารและการประสานงานกับศูนย์สื่อสาร OC, ECC และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง / การสั่งการให้ส่ง SMS / แฟกซ์ / แจ้งเหต	Y				1

CHECK ITEMS กิจกรรม/รายการที่ประเมิน	ผลการประเมิน			ข้อสังเกตที่พบ	RATING
	Yes	No	NA		
11.อุปกรณ์เครื่องมือสื่อสารและเอกสารต่างๆ เช่น P&ID, SDS, PIP และ แผนสื่อสารอื่นๆ มีพร้อมใช้งาน	Y				1
ศูนย์สื่อสาร (Communication Center): ประเมินบุคคล อุปกรณ์และการสื่อสาร					
12.พนักงานสื่อสารมีการทวนข้อความรับแจ้งและทำตามหน้าที่ได้ครบถ้วน	Y				1
13.การติดต่อประสานงานกับผู้เกี่ยวข้อง / การส่ง Fax ให้ กนอ. พื้นที่และ EMCC / การส่ง SMS ถูกต้องครบถ้วน	Y				1
14.แผนสื่อสาร อุปกรณ์สื่อสาร เช่น วิทยุสื่อสาร โทรศัพท์ เครื่อง โทรสาร ใช้งานได้ดี	Y				1
15.มีการติดต่อแจ้งนิคมพื้นที่และ สทร.	Y				1
16.มีการติดต่อแจ้งโรงงานข้างเคียง	Y				1
17.มีการติดต่อแจ้งหน่วยงานราชการท้องที่	Y				1
จุดเกิดเหตุ (Command Post และ TRIAGE AREA): ประเมินบุคคล อุปกรณ์ การสื่อสาร+					
18.การแจ้งเหตุของผู้พบเห็นเหตุการณ์ (ทางโทรศัพท์ วิทยุสื่อสาร ปุ่มกดแจ้งเหตุเพลิงไหม้) มีการปฏิบัติตามแผน	Y				1
19.มีการตรวจสอบยืนยัน ประเมินสถานการณ์ และรายงานเหตุการณ์ ที่เกิดขึ้นไปยัง SM, SS, Boardman ในขั้นแรก	Y				1
20.FO ของ Unit ที่เกิดเหตุมีการ take initial response ใช้อุปกรณ์ที่มีอยู่ในพื้นที่ระงับเหตุได้อย่างเหมาะสม	N			**เนื่องจาก** Fit Team **ระงับเหตุเบื้องต้นยังมีความสับสนอยู่บ้าง**	0
21.ทีมตอบโต้เหตุฉุกเฉินสวมชุดดับเพลิง SCBA และ PPE ถูกต้องครบถ้วน	Y				1
22.ทีมดับเพลิงถึงที่เกิดเหตุในเวลาที่เหมาะสมใช้เวลา .....6.....นาที	Y			ใช้เวลา **4** นาที	1
23.มีการวางแผนร่วมกันของผู้สั่งการ ณ จุดเกิดเหตุกับทีมดับเพลิงก่อนที่จะเข้าทำการระงับแหตุหรือดับเพลิง	Y				1
24.มีการป้องกันการลุกลามหรือป้องกันแหล่งที่จะทำให้ติดไฟและดูแล Unit ให้ปลอดภัย	Y				1

CHECK ITEMS กิจกรรม/รายการที่ประเมิน	ผลการประเมิน			ข้อสังเกตที่พบ	RATING
	Yes	No	NA		
25.การใช้วิธีควบคุมเพลิง ดับไฟ ควบคุมเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นได้อย่างมีประสิทธิภาพ(เลือกใช้น้ำ โฟมหรือสารดับเพลิงอย่างถูกต้อง)	Y				1
26.มีการช่วยเหลือ การคัดกรองและการปฐมพยาบาลผู้บาดเจ็บอย่างเหมาะสม	Y				1
27.การปฏิบัติหน้าที่และการประสานงานของ OC, Fire Chief, FIT team, First Aid Team และทีมจากหน่วยงานภายนอก เช่น NPC S&E, PTTGC Group ทำได้ได้อย่างเหมาะ	Y			พิจารณาแจ้งทีมพยาบาลปรับช่องวิทยุให้ตรงช่อง **16 Emergency**	1
28.การจัดการหลังเกิดเหตุ การปิดกั้นพื้นที่ การตรวจสอบความเสียหายทำได้เหมาะสม	Y				1
29.ระบบและอุปกรณ์ในการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ เช่น ระบบดับเพลิง อุปกรณ์ดับเพลิง อุปกรณ์ช่วยชีวิต SCBA, PPE ป้ายแสดงจุด Command post วิทยุสื่อสาร รถดับเพลิง รถพยาบาล และอื่นๆ (ระบุอุปกรณ์ที่มีความบกพร่อง)	Y				1
<u>การประเมินทีมช่วยเหลือทางการแพทย์ (Medical Emergency Response)</u>					
30.Fit Team/ Rescue Team เข้าช่วยเหลือผู้บาดเจ็บได้ภายใน 4 นาที และปฐมพยาบาล/ เคลื่อนย้ายผู้บาดเจ็บอย่างเหมาะสม	Y				1
31.การปฏิบัติหน้าที่และการประสานงานของ OC, MC, FIT team ทีมสนับสนุนรถพยาบาลจาก GC Group และหน่วยงานภายนอก เช่น NPC S&E, กลุ่ม EMAG เป็นต้น ทำได้ได้อย่างเหมาะสม หรือไม่	Y				1
32.พยาบาลสามารถคัดกรอง ประเมินการรักษาพยาบาลผู้บาดเจ็บได้อย่างเหมาะสมหรือไม่	Y				1
33.มีการจัดตั้ง Triage area และจัดการผู้บาดเจ็บได้อย่างเหมาะสมหรือไม่	Y				1
34.กรณีสารเคมี/รังสี มีการทำ Decontamination ผู้บาดเจ็บก่อนนำส่งรพ.พร้อมข้อมูล SDS หรือไม่	Y				1

CHECK ITEMS กิจกรรม/รายการที่ประเมิน	ผลการประเมิน			ข้อสังเกตที่พบ	RATING
	Yes	No	NA		
35.รถพยาบาลประจำพื้นที่ เข้าถึงจุดเกิดเหตุได้ภายในเวลา 10 นาที/ รถพยาบาลสนับสนุน เข้าถึงจุดเกิดเหตุได้ภายใน 20 นาที และนำส่งรพ.ได้ภายใน 1 ชม. หรือไม่	Y				1
<u>ศูนย์บัญชาการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Command Center)</u>: ประเมินบุคคล อุปกรณ์ การสื่อสาร					
36.มีการตั้งศูนย์อำนวยการเหตุฉุกเฉินได้รวดเร็ว ผู้ทำหน้าที่มารายงานตัวครบในเวลาที่เหมาะสม	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
37.มีการชี้แจงสรุปสถานการณ์ เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ให้ทุกคนทราบปัญหาของเหตุการณ์ เพื่อให้แต่ละส่วนงานกำหนดแผนปฏิบัติ ประสานงานและสนับสนุนเหตุฉุกเฉิน	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
38. การจัดการกับผู้ที่ได้รับผลกระทบทั้งภายในและภายนอกโรงงานรวมถึงสิ่งแวดล้อม เช่น โรงงาน ชุมชนใกล้เคียง สิ่งแวดล้อม การจัด การหลังเกิดเหตุ การแจ้งข่าวให้กับพนักงาน ชุมชน หน่วยงานที่เกี่ยวข้องและสื่อมวลชนทราบเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
39.มีผู้บันทึกเหตุการณ์ และมีกาบันทึกข้อมูลที่สำคัญบน Incident Board ข้อมูลที่บันทึกครบถ้วนและถูกต้อง	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
40.การสื่อสารติดต่อประสานงานกับทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉินและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น การหน่วยงานราชการ ชุมชนและสื่อมวลชน เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
41.อุปกรณ์และเอกสารต่างๆ เช่น วิทยุสื่อสาร โทรศัพท์ เครื่องรับส่งโทรสาร เครื่องบันทึกเสียง ระบบ VDO Conference, CCTV, Computer P&ID, SDS, PIP และหมายเลขโทรศัพท์ติดต่อหน่วยงานที่สำคัญ พร้อมใช้งาน	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
<u>จุดรวมพล (Assembly Point)</u>: ประเมินบุคคล อุปกรณ์และการสื่อสาร					
42.อพยพมาที่จุดรวมพลด้วยความรวดเร็ว เป็นระเบียบ ครบถ้วนและตรวจนับจำนวนที่จุดรวมพลเป็นไปตามแผน	Y				1
43. Assembly Controller และArea Warden ปฏิบัติหน้าที่ได้ดี	Y			มีการรายงาน Head Count	1

CHECK ITEMS กิจกรรม/รายการที่ประเมิน	ผลการประเมิน			ข้อสังเกตที่พบ	RATING
	Yes	No	NA		
44. มีการตรวจนับและการรายงานจำนวนผู้อพยพและผู้สูญหายไปยัง ECC ตามแผน	Y			มีการแจ้งมายัง ECC	1
45. ที่จุดรวมพลและอุปกรณ์ที่ใช้ในการติดต่อสื่อสารมีความพร้อมใช้งานได้ดี	Y				1
จุดรับการสนับสนุนจากหน่วยงานภายนอก : ประเมินบุคคล อุปกรณ์ การสื่อสาร					
46. เจ้าหน้าที่ รปภ. ควบคุมการผ่านเข้าออกของยานพาหนะและบุคคลที่ประตู Main gate ตลอดจนการจราจร เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ	Y				1
47. การทำหน้าที่ของ MC2 การติดต่อสื่อสารและการประสานงานกับผู้เกี่ยวข้อง มีการบันทึกและรายงานข้อมูลของหน่วยงานที่มาช่วย เหลือและทรัพยากรที่นำมาสนับสนุนได้อย่างถูกต้องครบถ้วน	Y				1
48. อุปกรณ์ เครื่องมือสื่อสารและ board จดบันทึก มีความพร้อมใช้งาน	Y				1
อื่นๆ (Other)					
49. การจัดเตรียม (organize) แผนการฝึกซ้อม มีการใช้ PIP, Scenario ที่สมเหตุสมผล มีการปฏิบัติไปตามขั้นตอนที่เสมือนเหตุการณ์จริงได้อย่างเหมาะสม	Y				1
50. การให้ข้อมูลกับชุมชนของ CSR มีการปฏิบัติตามแผน	Y				1
51. มีการสื่อสารกับสื่อมวลชนตามแผน	Y				1
52. มีการติดต่อสื่อสารกับครอบครัวของพนักงานตามแผน			NA		0
53. การช่วยเหลือจากกลุ่ม EMAG มีการทดสอบการปฏิบัติตามแผน			NA	แจ้งเฉพาะ NPC S&E , GC11	-
54. การทำหน้าที่ของหน่วยงานเทศบาลในท้องที่ มีการทดสอบการปฏิบัติตามแผน			NA	โทรแจ้ง กนอ.(สนง.มาบตาพุด) เพื่อทราบ	-
				Sum of Rating	49/51
				Effectiveness Score	96%

Calculation of Effectiveness Score % = Sum of Total Rating Points x 100

No. of rated items

Effectiveness Scoring

>90 - 100%	=	Excellent	>70% - 80%	=	Fair
>80% - 90%	=	Good	<70%	=	Review Required

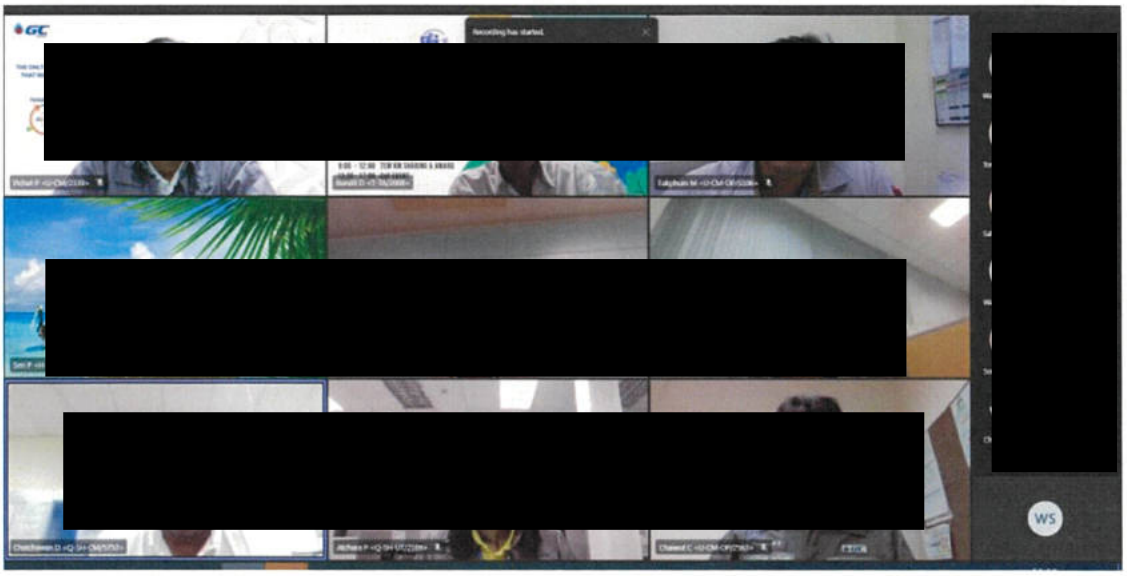
Positive Observations: ข้อดี

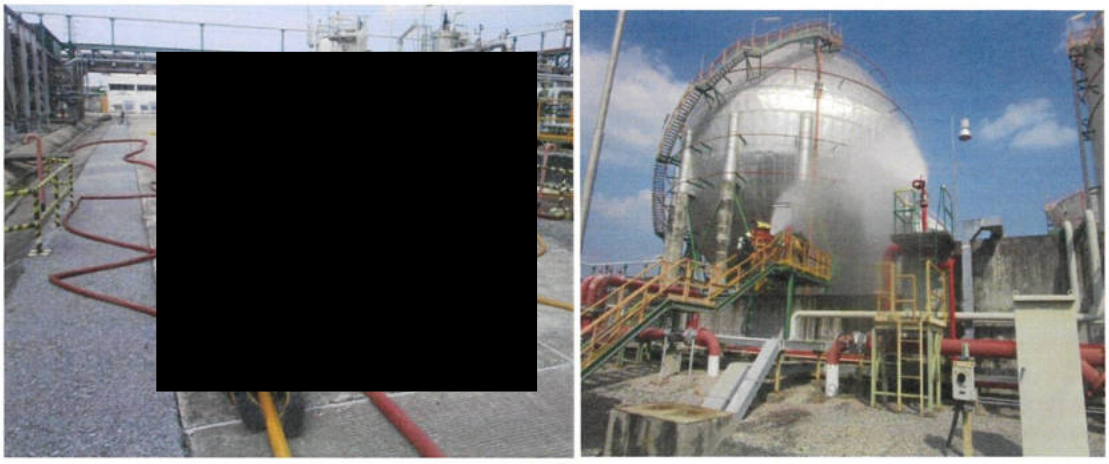
1.อุปกรณ์ต่างๆ เช่น Water Spay System ไม่เกิดปัญหาในระหว่างการใช้งาน.....

Improvement Observations: ข้อปรับปรุงแก้ไข

Item	Conclusion / Suggestion	Action by	Target Date	Finish Date
1	Fit Team Area ไม่ได้มารายงานตัวกับ OC ช่วงประกาศแผนฉุกเฉินระดับ 1	Q-SH-CM	15 ธ.ค. 65 ทบทวนและอบรมหน้าที่ตามแผนฉุกเฉินให้กับ O/P Fit Team	15 ธ.ค. 65
2	เปลเคลื่อนย้ายผู้บาดเจ็บของรถพยาบาล NPC S&E ไม่ได้ผูกสายรัดตัวผู้บาดเจ็บเตรียมพร้อมใช้งาน	NPC S&E	15 ธ.ค. 65 ให้ NPC S&E เพิ่มมาตรฐานการตรวจสอบประจำวันเพื่อให้เกิดความพร้อมก่อนใช้งาน	15 ธ.ค. 65

ภาพถ่ายจากการซ้อมแผน





ขั้นตอนการจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

Crisis and Security Management

P-(Q-SH-CM)-OEMS-001

การจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

จัดทำโดย : [redacted]

อนุมัติโดย : [redacted]

รายชื่อผู้ทบทวน

ผู้ทบทวน	ตำแหน่ง	หน่วยงาน
นาย จำเนียร แสงอรุณ	Division Manager	Q-SH-CM

รายการแก้ไข

ครั้งที่	วันที่มีผลบังคับใช้	รายละเอียด	โดย
0	25/02/2020	[redacted]	
1	17/06/2020		
1	28/10/2020		
1	28/10/2020		
2	05/04/2022		
2	05/05/2023		

หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

รหัสหน่วยงาน	ชื่อหน่วยงาน
Q-SH-CM	Crisis and Security Management
Q-SH	SHE Management

KPI ที่เกี่ยวข้อง

KPI Measure	Description / Calculation	Target (unit)

KPI Measure	Description / Calculation	Target (unit)
N/A	N/A	N/A

กฎหมายที่เกี่ยวข้อง

ชื่อกฎหมาย

เอกสารที่เกี่ยวข้องในระบบ

รหัสเอกสาร	ชื่อเอกสาร
P-(Q-SH-CM)-003	แผนการบริหารและจัดการภาวะฉุกเฉินและภาวะวิกฤต

เอกสารอ้างอิงภายนอก

ชื่อเอกสาร

สารบัญ

หน้า

1. วัตถุประสงค์

ขั้นตอนการดำเนินงานการจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉินของบริษัท พีทีที โกลบอลเคมิคอล จำกัด (มหาชน) กำหนดขึ้นเพื่อเป็นมาตรฐานและใช้เป็นแนวทางปฏิบัติในการควบคุมเหตุเหตุฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นในพื้นที่ปฏิบัติการของโรงงานและสำนักงานในพื้นที่ระยอง

ขั้นตอนการดำเนินงานการจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉินเป็นแผนที่อาจนความสูญเสียต่อศักยภาพหน้าที่และการปฏิบัติของผู้บริหาร พนักงานฝ่ายปฏิบัติและผู้เกี่ยวข้องในการควบคุมเหตุการณ์ ติดต่อประสานงานเพื่อได้มาซึ่งทรัพยากรที่ต้องใช้ในการระงับเหตุและควบคุมภาวะฉุกเฉินให้กลับสู่ภาวะปกติ

เนื่องมีการประกาศภาวะฉุกเฉินของโรงงาน ให้หน่วยงานในองค์กรยึดถือโครงสร้างการปฏิบัติตามแนวทางในขั้นตอนการดำเนินการฉบับนี้เนื่องจากว่าผู้บัญชาการเหตุฉุกเฉินจะประกาศ "เหตุการณ์กลับสู่ภาวะปกติ"

การใช้ทรัพยากรป้องกันและการเผชิญเหตุฉุกเฉินต้องคำนึงถึงความปลอดภัยของบุคคล ความเสียหายต่อทรัพย์สิน ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และชุมชนใกล้เคียง โดยในการระงับเหตุฉุกเฉินให้พิจารณาตามลำดับความสำคัญ ดังนี้

1) รักษาชีวิต สวัสดิภาพ สุขภาพอนามัยของผู้ที่ได้รับผลกระทบจากเหตุฉุกเฉิน
2) ป้องกันการสูญเสียสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยของชุมชน
3) ป้องกันทรัพย์สินของบริษัท
4) ดำเนินการให้พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบกลับมาสู่สภาวะปกติและปลอดภัย
5) ฟื้นฟูการดำเนินการให้กลับคืนสู่สภาวะปกติ
6) ฟื้นฟูการปฏิบัติการของโรงงานให้กลับสู่สภาวะปกติ

2. ขอบเขต

ขั้นตอนการดำเนินงานการจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉินนี้ใช้ในการเตรียมการรับภาวะฉุกเฉินซึ่งอาจเกิดขึ้นในพื้นที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของ PTTGC GROUP

ภาวะฉุกเฉินอันอาจเกิดขึ้นจำแนกออกเป็นประเภท ดังนี้

1) ก๊าซไวไฟรั่ว / เพลิงไหม้ หรือการระเบิด
2) ก๊าซพิษรั่ว
3) สารไวไฟ / สารเคมีรั่วไหลทางน้ำ
4) รังสีรั่วไหล
5) เหตุการณ์ผิดปกติที่อาจส่งผลกระทบต่อภาพลักษณ์ชื่อเสียงที่ดีของบริษัท
6) มีการบุกรุกวางระเบิดหรือพบวัตถุต้องสงสัย
7) น้ำมันรั่วไหลลงทะเล
8) เหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ต้องอพยพคนออกจากอาคารและพื้นที่ปฏิบัติงาน
9) เหตุฉุกเฉินจากสาธารณภัย เช่น น้ำท่วม แผ่นดินไหว พายุ การประท้วง และภัยพิบัติอื่น ๆ
10) กันสูญเสียข้อมูลไซเบอร์ในการทำงานหรือระบบควบคุมและระบบป้องกันเหตุฉุกเฉิน (DCS & ESD System) ของโรงงานหรือสารสนเทศระบบเทคโนโลยีปฏิบัติการ (Operation Technology) ซึ่งเป็นภัยคุกคามที่เกิดจากการโจมตีจากโปรแกรมไม่ประสงค์ต่างๆ เช่น ไวรัสคอมพิวเตอร์ หรือ Malware เป็นต้น เพื่อต้องการขโมยข้อมูลความลับ เรียกค่าไถ่หรือทำลายเพื่อทำลายระบบการผลิต

ขั้นตอนการดำเนินงานการจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉินเป็นแนวทางในการควบคุมเหตุฉุกเฉินทั่วไป ในการระงับเหตุแต่ละเฉพาะเหตุการณ์อาจดำเนินการโดยพิจารณาดำเนินการร่วมกับแผนเผชิญเหตุ / แผนระงับเหตุ ที่มีการจัดทำเตรียมไว้ (Pre-Incident Plan / Pre-Fire Plan) หรือใช้แผนเฉพาะที่จัดทำขึ้น เช่น การควบคุมเหตุการณ์เหตุน้ำมันรั่วไหลลงทะเล (Oil Spill Contingency Plan) ในกรณีมีเหตุผิดปกติซึ่งไม่ใช่เหตุฉุกเฉินเอกสารฉบับนี้ได้ใช้เป็นแนวทางการปฏิบัติเพื่อการสื่อสารกับหน่วยงานภายในและภายนอกได้ด้วย

3. หน้าที่และความรับผิดชอบ

a. ED (Emergency Director)

ทำหน้าที่โดย EVP /SVP สายงานที่เกี่ยวข้องของโรงงานที่เกิดเหตุกรณีเหตุฉุกเฉินระดับ 3 หรือ VP โรงงานที่เกิดเหตุกรณีเหตุฉุกเฉินระดับ 2 หรือผู้ที่ได้รับมอบหมาย มีหน้าที่โดยสรุปดังนี้

- อำนวยการการควบคุมภาวะฉุกเฉิน
- กำกับดูแลให้มีการสนับสนุนการปฏิบัติหน้าที่ของ EM, OC และทีมระงับเหตุฉุกเฉิน
- ประเมินผลกระทบต่อการดำเนินธุรกิจ
- กำหนดยุทธศาสตร์เชิงนโยบายในการเลือกใช้แผนกลยุทธ์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน

<u>หมายเหตุ</u> กรณีประกาศสถานะฉุกเฉินระดับ 3 ให้ ED มอบหมายตัวแทนไปให้ข้อมูลและประสานงานกับศูนย์บัญชาการเหตุฉุกเฉินของทางราชการ (ศปก.จ.ฉ.) หรือตามเป็นผู้ไปให้ข้อมูลเองไม่มอบหมายผู้ทำหน้าที่แทนที่ ECC ในระหว่างที่ ED และ ED Duty ไม่อยู่อำนวยการที่ ECC

b. ED Duty (Emergency Director Duty)

ตำแหน่งที่โดยผู้บริหารที่ทำหน้าที่ตามตารางเวร Duty Rota มีหน้าที่โดยสรุปดังนี้

- เป็นผู้บริหารของโรงงานในภาวะฉุกเฉินทุกระดับจนกว่าส่งมอบหน้าที่ให้ ED หรือ VP โรงงานที่เกิดเหตุ
- ทำหน้าที่ ED เมื่อ EVP หรือ VP โรงงานไม่อยู่
- อำนวยการศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉินของโรงงาน

c. EM (Emergency Manager)

ทำหน้าที่โดย Shift Manager หรือ DM Plant Operation ของพื้นที่ที่เกิดเหตุมีหน้าที่โดยสรุปดังนี้

- เป็นผู้บัญชาเหตุการณ์ของโรงงานที่เกิดเหตุ
- กำหนดเป้าหมายและการใช้แผนกลยุทธ์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน
- กำหนดระดับภาวะฉุกเฉิน

d. OC (On Scene Commander)

ทำหน้าที่โดย Shift Supervisor หรือ Sr. Operator หรือ Qualified Persons ของพื้นที่เกิดเหตุ หรือพนักงาน Q-SH-CM ได้รับมอบหมายจาก ED มีหน้าที่โดยสรุปดังนี้

- ควบคุมสั่งการการปฏิบัติ ณ ที่เกิดเหตุ
- เลือกเทคนิคการระงับเหตุร่วมกับ EM
- กำหนดแผนปฏิบัติร่วมกับทีมระงับเหตุ

e. FIT (First Intervention Team)

ตำแหน่งที่โดยพนักงานกะของหน่วยปฏิบัติการซึ่งได้รับมอบหมายจากหัวหน้ากะให้ทำหน้าที่ FIT มีหน้าที่โดยสรุปดังนี้

- ไปรายงานตัวต่อ OC ณ ที่เกิดเหตุ หรือที่ OC กำหนด
- เข้าระงับเหตุตามคำสั่งของ OC

f. Emergency Duty Team

ทำหน้าที่โดยกลุ่มผู้บริหารและพนักงานตามตารางเวรที่ Emergency Duty Rota มีหน้าที่โดยสรุปดังนี้

- เดินทางไปยังศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉินเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 2, 3
- รายงานตัวขึ้นตรงต่อ ED
- ประสานงานการให้การสนับสนุนการควบคุมเหตุฉุกเฉิน

g. Plant ERT (Plant Emergency Response Team)

ทำหน้าที่โดยกลุ่ม VP และ Division Manager ที่รับผิดชอบโรงงานที่เกิดเหตุ มีหน้าที่โดยสรุปดังนี้

- เดินทางมาสนับสนุนการควบคุมเหตุฉุกเฉินและรับหน้าที่แทน Emergency Duty Team (ถ้ามาได้)
- สนับสนุนด้านการปฏิบัติการและควบคุมเหตุฉุกเฉิน(รายละเอียดเพิ่มเติมในข้อ 5.5.2)

h. VP1 Group

ทำหน้าที่โดยกลุ่ม ผู้บริหารระดับผู้จัดการฝ่ายที่ต้องรับอำนวยการ ED Duty และ VP ที่เกี่ยวข้อง เช่น SC-SR, SC-CB, H-OS, H-BP, PM-P1, PM-P2, SC-EX, H-GA เป็นต้น มีหน้าที่โดยสรุปดังนี้

- เดินทางมาสนับสนุนการควบคุมเหตุฉุกเฉินเมื่อได้รับการร้องขอ หรือ
- สั่งการบุคลากรของหน่วยงานให้สนับสนุนการควบคุมเหตุฉุกเฉินแล้วแต่กรณี

i. Emergency Response Team

ผู้ทำหน้าที่ Emergency Response Team (ERT) หมายถึง Plant ERT, Emergency Duty Team, EM และ OC

ให้กำหนดผู้ทำหน้าที่ตามตาราง Emergency Response Team ดังนี้

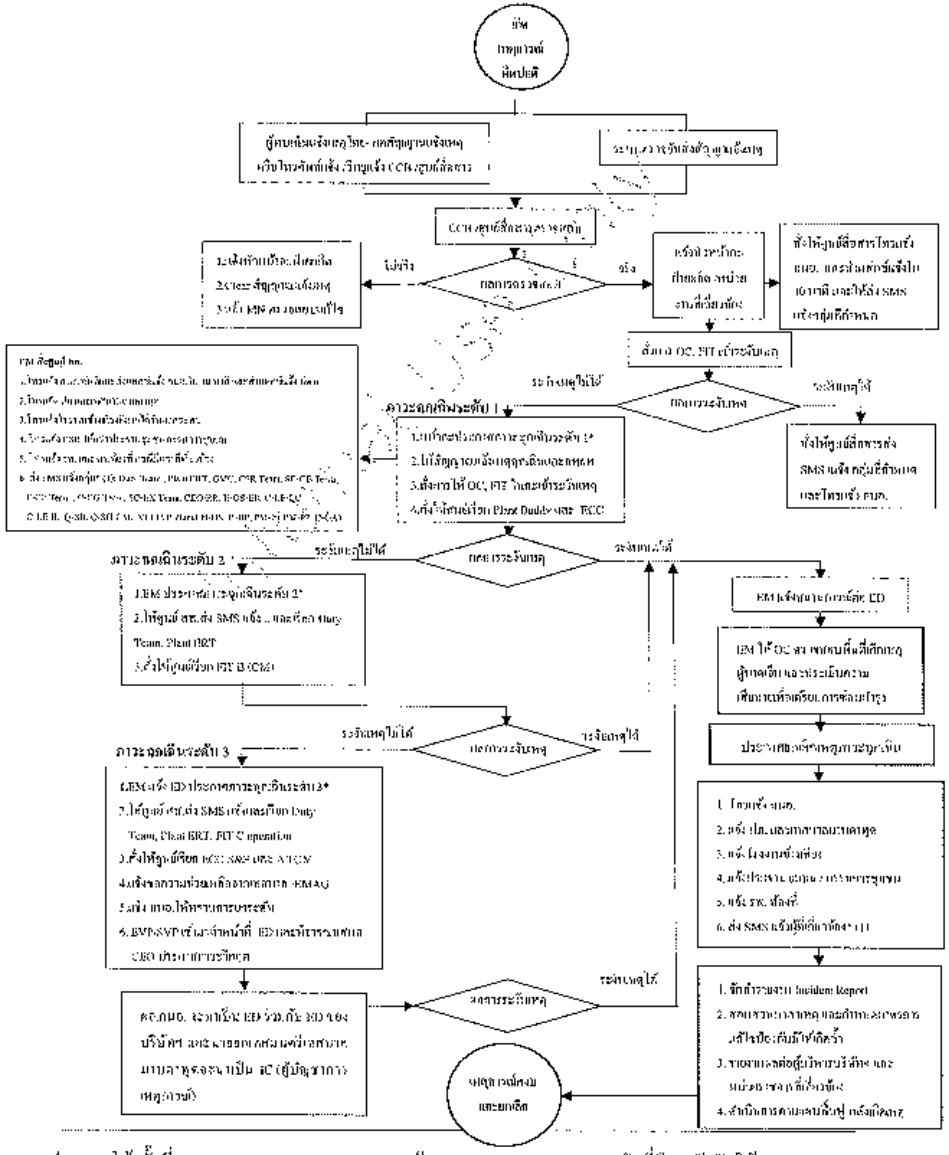
ผู้ทำหน้าที่ Emergency Response Team

ผู้ปฏิบัติตามตำแหน่งในทีม / ตำแหน่งในทีม	Plant Emergency Response Team (Plant ERT) ของพื้นที่เกิดเหตุ	Emergency Duty Team (ทีมบริหารจัดการ)
Emergency Director หน้าที่ ED	1.VP / SVP สายงานที่เกี่ยวข้องกับโรงงานที่เกิดเหตุ 2.VP Plant ของโรงงานที่เกิดเหตุ	1.ผู้บริหารระดับ VP ขึ้นไปที่ทำหน้าที่ Duty
Emergency Manager หน้าที่ EM	1.Shift Manager 2.DM Plant Operation หรือ Day Manager 3.H-GA-DM (กรณี RO) 4.DM H-CI-FR /AC (for ISI Lab incident) 5.DM Lab Operation (for Lab Center incident)	ไม่มี
On Scene Commander หน้าที่ OC	1.Shift Supervisor 2.Senior Operators 3.Qualified Persons ของพื้นที่เกิดเหตุ 4.พนักงานของ Q-SH-CM ที่ได้รับการอบรมจาก J-D 5.ERS Chief RO หรือ ที่ RO และ ISI	ไม่มี
Mutual Aid Coordinator หน้าที่ MC	1.DM SHE ของพื้นที่เกิดเหตุ (MC1) 2.DM Q-SH-CM 3.ผู้ดูแล Supervisor (MC2) 4.Senior ERS Chief (MC3)	1.CSR Duty
Operation Coordinator หน้าที่ Operation Co.	1.DM Plant Operation ของพื้นที่เกิดเหตุ 2.DM Asset Utilization 3.DM Plant Technical 4.Day Manager	1.Operation Co. Duty
SHE Coordinator หน้าที่ SHE Co.	1.SHE Engineers ของพื้นที่เกิดเหตุ	1.SHE Co. Duty
Maintenance Coordinator หน้าที่ Maintenance Co.	1.DM Maintenance ของพื้นที่เกิดเหตุ	1.Maintenance Co. Duty
Services Coordinator หน้าที่ Service Co.	1.หัวหน้าฝ่ายบำรุงรักษา Services ของพื้นที่เกิดเหตุ	1.Services Co. Duty
CSR Coordinator หน้าที่ C-SR Co.	ไม่มี	1.CSR Co. Duty

ผู้ปฏิบัติตามตำแหน่งในทีม / ตำแหน่งในทีม	Plant Emergency Response Team (Plant ERT) ของพื้นที่เกิดเหตุ	Emergency Duty Team (ทีมบริหารจัดการ)
SC-CO Coordinator หน่วยงาน SC-CO Co.	ไม่มี	1.SC-CO Co. Duty
FR Coordinator หน้าที่ FR Co.	1.DM HR Partner C-64 ที่พื้นที่เกิดเหตุ	1.HR Co. Duty
Marines Coordinator หน้าที่ Marines Co.	1.R-RM-DM 2.R-RM OP (Day Manager)	1.Marines Co. Duty
P-T Coordinator หน้าที่ P-T Co.	1.GPC Interconnecting Pipeline and Truck Loading Supervisor	1.P-T Co. Duty

หมายเหตุ Co. หมายถึง Coordinator

4. Workflow



5. รายละเอียดการดำเนินงาน

5.1 เหตุการณ์ผิดปกติ (Abnormal)

5.1.1 เหตุการณ์ผิดปกติที่เป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้

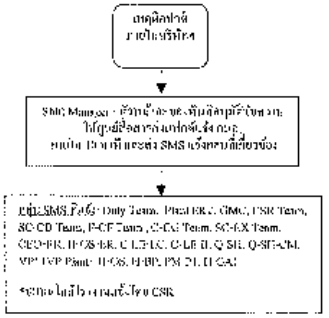
กำหนดให้หน่วยงาน SHE ของพื้นที่ ดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินงานเรื่อง การติดต่อสื่อสาร การมีส่วนร่วม และการให้คำปรึกษา (Communication, participation and consultation) ตามที่กำหนดไว้ใน EIA แล้วไปที่การมีชุมชุ แต่ละโรงงานเช้าเยี่ยม กรณีเกิดความผิดปกติในการเดินเครื่องของโรงงาน PTTGC GROUP เช่น งานหยุดซ่อมบำรุงตามแผน

5.1.2 เหตุการณ์ผิดปกติที่ไม่ได้เป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้

กำหนดให้แจ้งเหตุตามแนวทางการแจ้งเหตุการณ์มีเกิดเหตุการณ์ผิดปกติ ซึ่งแบ่งเป็น 2 ประเภทดังนี้

5.1.2.1 การสื่อสารการมีเกิดเหตุการณ์ผิดปกติภายใน PTTGC GROUP

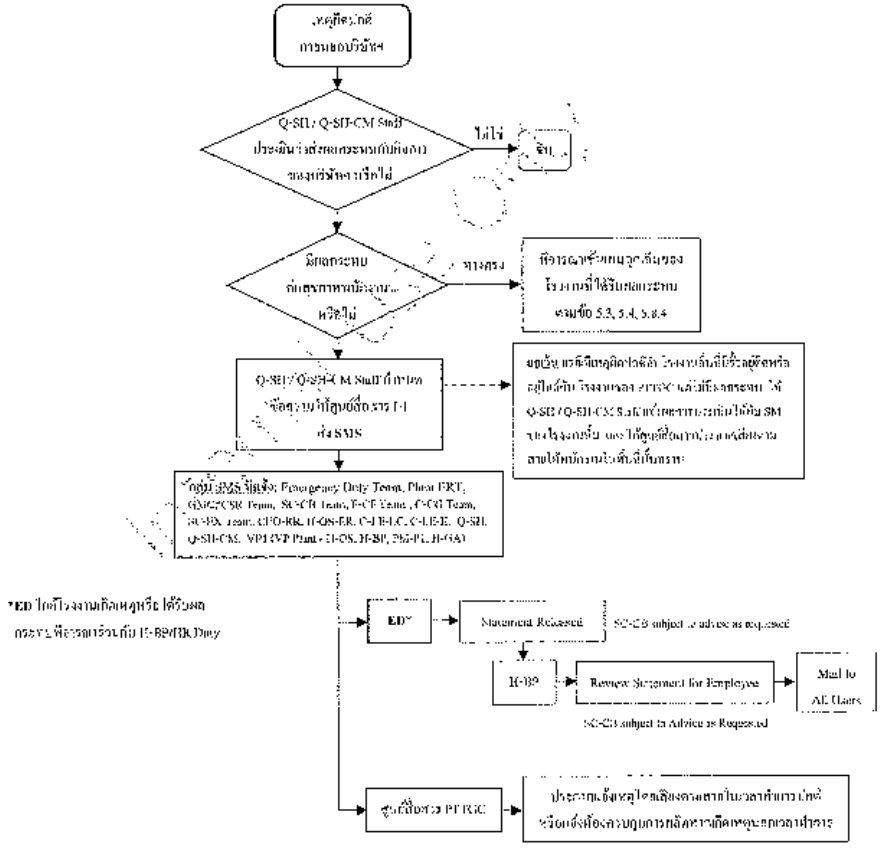
ให้แจ้งเหตุและรายงานสถานการณ์ ไปยัง EMCC และ/หรือสำนักงานนิคมฯ ต้นสังกัด ภายใน 10 นาทีหลังเกิดเหตุการณ์ โดยใช้แบบรายงานแจ้งเหตุการณ์ผิดปกติ ภาวะฉุกเฉิน ครั้งต้น ตามที่ กนอ. กำหนดโดยโทรสาร และโทรศัพท์ยืนยัน และให้ส่ง SMS แจ้งกลุ่มที่เกี่ยวข้องตามแจ้งดังนี้



รูปที่ 1 ผังการสื่อสารการมีเกิดเหตุการณ์ผิดปกติภายใน PTTGC GROUP

5.1.2.2 การสื่อสารกรณีเกิดเหตุการณ์ผิดปกติภายนอก **PTTGC GROUP**

ดำเนินการโดยใช้แนวทางตามผังดังนี้



รูปที่ 2 ผังการสื่อสารกรณีเกิดเหตุการณ์ผิดปกติภายนอก PTTGC GROUP

หมายเหตุ: หรือมีการผิดปกติเกิดขึ้นพร้อมกันในหลายโรงงาน ซึ่งมีผลกระทบต่อภายนอกที่ต่างกัน ให้ปฏิบัติตามแผนที่เรียกว่าประกาศแผนบริหารจัดการวิกฤติ (แผนเฉพาะ P-(Q-SH-CM)-001(T1)) และทำการติดต่อกับ SC-CB ที่ทำหน้าที่ดูแลด้าน Process Petrochemical / Specialty ที่มีที่

5.2 **การกำหนดระดับภาวะฉุกเฉิน**

ED หรือ EM เป็นผู้รับผิดชอบในการประเมินสถานการณ์ร่วมกับ OC ประกาศระดับความรุนแรงของภาวะฉุกเฉิน ควบคุมและสั่งการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินซึ่งได้กำหนดไว้เป็น 3 ระดับ ดังนี้

5.2.1 **ภาวะฉุกเฉินระดับที่ 1**

เป็นภาวะฉุกเฉินจากเหตุการณ์ที่ไม่รุนแรง ไม่ส่งผลกระทบต่อโรงงานหรือชุมชนใกล้เคียง สามารถควบคุมเหตุการณ์ได้โดยพนักงานที่อยู่ในกะของพื้นที่เดิมโดยใช้บุคลากร ทรัพยากรและอุปกรณ์ที่มีอยู่ในพื้นที่ของโรงงานที่เกิดเหตุและ Plant Buddy

5.2.2 **ภาวะฉุกเฉินระดับที่ 2**

เป็นภาวะฉุกเฉินจากเหตุการณ์ที่มีความรุนแรง อาจส่งผลกระทบต่อโรงงานหรือชุมชนใกล้เคียง ต้องการการสนับสนุนทรัพยากรการระงับเหตุ เพิ่มเติมจากภายในบริษัทฯ หรือต้องการการช่วยเหลือจากทีม Emergency Duty Team/Plant ERT ซึ่งมีพนักงานระดับบริหารเป็นผู้อำนวยการควบคุมเหตุฉุกเฉิน และมีทีมสนับสนุน การประสานงานด้านต่าง ๆ ที่จำเป็นเข้ามาช่วยเหลือ อีกทั้งอาจมีการขอความช่วยเหลือจากกลุ่มช่วยเหลือกรณีเหตุฉุกเฉิน (EMAG)

5.2.3 **ภาวะฉุกเฉินระดับที่ 3**

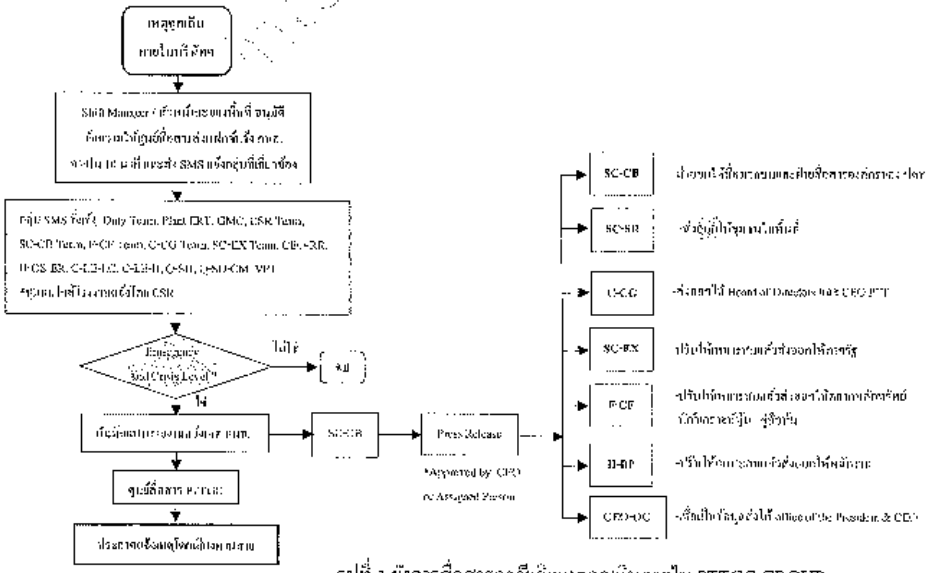
เป็นภาวะฉุกเฉินจากเหตุการณ์ที่มีความรุนแรงมากส่งผลกระทบต่อโรงงานข้างเคียงและชุมชน การควบคุมเหตุฉุกเฉินต้องใช้ทรัพยากรเพิ่มเป็นจำนวนมากทั้งจากภายในบริษัทและทรัพยากรจากหน่วยงานภายนอก เช่น กลุ่ม EMAG หน่วยดับเพลิงเทศบาลเมืองมาบตาพุด หน่วยงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยของจังหวัด ซึ่งจะประกาศภาวะฉุกเฉินเข้าสู่แผนระดับ 1 ของจังหวัด เมื่อประกาศภาวะฉุกเฉินระดับ 3 ต้องมีการแจ้งเตรียมการสนับสนุนเทศบาลเมืองมาบตาพุด แจ้ง อส.จังหวัดระยอง และพิจารณาปรับระดับเข้าสู่แผนการบริหารจัดการภาวะฉุกเฉินและภาวะวิกฤตของบริษัทฯ

5.3 **การปฏิบัติเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน**

เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินให้ปฏิบัติดังนี้

1) ผู้พบเห็นเหตุการณ์ดำเนินการให้มีการเริ่มสัญญาณการระงับเหตุ หรือแจ้งเหตุทางวิทยุสื่อสาร หรือโทรศัพท์ หรือ Intercom ทันที

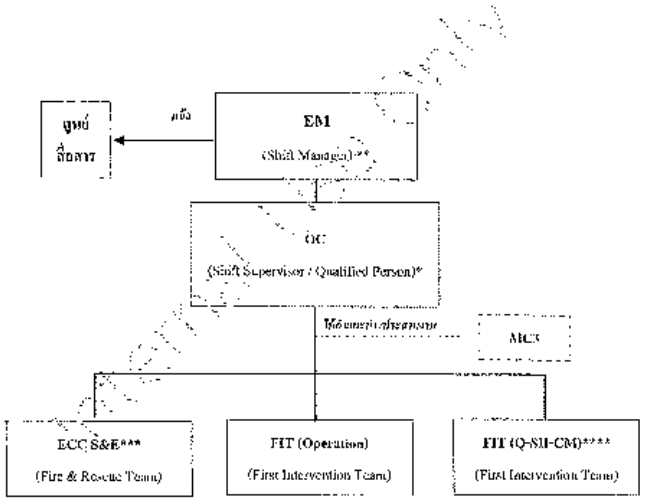
2) เมื่อได้รับแจ้งเหตุ หัวหน้าปฏิบัติการผลิตหรือหัวหน้าหน่วยของพื้นที่สั่งการให้มีการตรวจสอบพื้นที่ เพื่อยืนยันและประเมินสถานการณ์
3) ผู้ทำหน้าที่ EM ร่วมกับ OC พิจารณากำหนดระดับความรุนแรงของภาวะฉุกเฉินระดับที่ 1, 2 หรือ 3 และกำหนด ECC หากไม่สามารถใช้ศูนย์ ECC ปกติของพื้นที่ได้
4) EM ประกาศภาวะฉุกเฉิน ระบุระดับความรุนแรงของภาวะฉุกเฉิน และสั่งการผู้มีหน้าที่เกี่ยวข้อง ดังนี้
   1) ประกาศ / สั่งการทางระบบวิทยุเพื่อให้ FIRST Team และทีมที่เกี่ยวข้องดำเนินการระงับเหตุเปลี่ยนไปใช้วิทยุช่องฉุกเฉิน และควบคุมสั่งการเข้าระงับเหตุ
   2) ประกาศทางวิทยุหรือเสียงตามสายภายในโรงงาน เพื่อแจ้งให้ผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่รับทราบ และสั่งการ Security ปิดกั้นพื้นที่ /ปิดทางเข้าโรงงานและประกาศ ระดับ 2
   3) ให้พนักงานสื่อสารส่งโทรสารแจ้ง แนอ.ภายใน 10 นาที และส่ง SMS แจ้งให้กลุ่มผู้เกี่ยวข้องรับทราบ โดยใช้รหัสความลวงรหัสที่ EM กำหนดให้
5) การสื่อสารกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินภายใน PTTGC GROUP ดังแนวทางตามแผนผัง ดังนี้



รูปที่ 3 ผังการสื่อสารกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินภายใน PTTGC GROUP

5.4 โครงสร้างองค์กรตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน

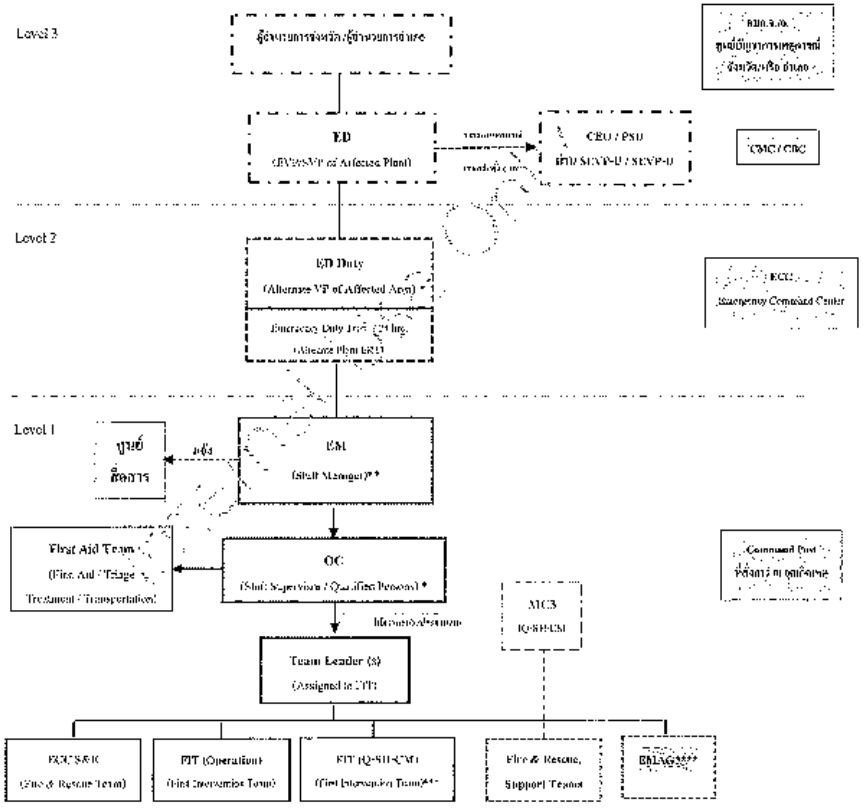
5.4.1 โครงสร้างองค์กรระงับเหตุฉุกเฉินระดับ 1



หมายเหตุ
* โรงงานที่ไม่มี Shift Supervisor ให้ Senior Operator / Qualified Person ทำหน้าที่ OC
** ED สามารถกำหนดให้ DM Plant Operation, Day Manager หรือ ผู้ที่ได้รับมอบหมายทำหน้าที่ EM แทน
** โรงงานที่มี Shift Manager แต่ไม่มี Shift Supervisor หรือ Qualified Person ให้ Shift Manager หรือ EM ปฏิบัติงานทำที่ OC แทน
*** เมื่อ ECC S&E รับแจ้ง ให้เคลื่อนกำลังพร้อมเข้าสนับสนุนทันที
**** ยามหน่วยการผลิตอาจเรียก FIT (Q-SH-CM) จากโรงงานอื่น ใน PTTGC ที่เป็น Plant Buddy หรือผู้ใกล้เคียงเป็น FIT Team ได้ด้วยที่

รูปที่ 4 โครงสร้างองค์กรระงับเหตุฉุกเฉินระดับ 1

5.4.2 โครงสร้างองค์กรตอบโต้ภาวะฉุกเฉินระดับ 2-3



รูปที่ 5 โครงสร้างองค์กรตอบโต้ภาวะฉุกเฉินระดับ 2-3

5.4.3 สรุประดับภาวะฉุกเฉิน

ระดับ	สรุปเกณฑ์ตัวชี้วัดระดับภาวะฉุกเฉินและการปฏิบัติ	ทรัพยากร คนและอุปกรณ์
1	• ใช้งานภายในและของโรงงานที่เกิดเหตุ • ใช้อุปกรณ์ประจำเหตุ และระบบการสำรอง ที่มีอยู่ในพื้นที่โรงงานที่เกิดเหตุ • สั่ง SMS แจ้งกลุ่ม Duty Team, Plant ERT, GMC, Cost Team, SC-CB Team, F-CF Team, C-CG Team, SC-EX Team, CEO-RR, B-OS-ER, C-LE-LC, C-LE-IL, Q-SH, Q-SH-CM, VP1, ชุมชนใกล้โรงงานโดย CSR • สั่งการให้แจ้ง กบน. (EMCC) และหน่วยงานสังกัด (RIL, WHA, เทศ.) ทราบ (ตามที่... • สั่งการให้ (ตรง) แจ้ง ปคค. โดยศูนย์รับสาย • แจ้ง Plant Buddy หรือ ECC S&R ให้ช่วยสนับสนุน • แจ้ง ศูนย์บูรณาการและให้บริการข้อมูลสุขภาพ (ระบบสนับสนุนที่ ECC ประสานงาน) • แจ้งโรงงานข้างเคียงและชุมชนเพื่อ เตรียมการอพยพ • แจ้งโรงพยาบาล และสถานีตำรวจที่เกี่ยวข้องและแจ้งประสานงาน	คนในและของโรงงานที่เกิดเหตุ ใช้งานเครื่องมือของโรงงานที่เกิดเหตุ และการขอ FIT (Q-SH-CM) จาก Plant Buddy ใช้งานทีมงานที่ถูกฝึกอบรมแล้ว ที่มีอยู่ในโรงงานที่เกิดเหตุ ขอการช่วยเหลือจากทีมงานที่ได้รับการฝึกอบรมแล้วจากโรงงานข้างเคียง ขอการช่วยเหลือจากทีมงานที่ได้รับการฝึกอบรมแล้วจากบริษัทแม่
2	• ใช้งานภายในและของโรงงานที่เกิดเหตุ • ขอความช่วยเหลือจากทีม ECC S&R ทันที • ขอการสนับสนุนจาก FIT (Q-SH-CM) Plant Buddy หรือโรงงานใกล้เคียง GC • ใช้งานเครื่องมือของโรงงานที่เกิดเหตุ สำรองไฟฟ้า และระบบการสื่อสารภายในบริษัท • สั่ง SMS แจ้งกลุ่ม Emergency Duty Team, Plant ERT, GMC, Q-SH-CM+Q-SH, SC-CB/SC-SR/C-CG/F-CF, VP1, ชุมชนใกล้โรงงานโดย CSR • ขอเปิดระบบ EMAG นี้ใช้ในกรณีบริษัท • ขอเรียก Standby Teams (ทีม on-call maintenance, warehouse) เข้าช่วยงาน • สั่งการให้แจ้ง กบน. (EMCC) และหน่วยงานสังกัด (RIL, WHA, เทศ.) ทราบ (ตามที่... • โรงพยาบาลแจ้งและสถานีตำรวจ ประสานงานที่ตรวจ • สั่งโรงงานข้างเคียงและชุมชนที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบ (โดย SHE Co./SC-SR Co.) • แจ้งโรงพยาบาล, สถานีตำรวจ ศูนย์รับสาย ปคค. (โดย SHE Co. Duty) • แจ้งโรงงานข้างเคียงและชุมชนที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบ (โดย SHE Co./SC-SR Co.) • แจ้งโรงพยาบาล, สถานีตำรวจ ศูนย์รับสาย ปคค. (โดย SHE Co. Duty) • แจ้งโรงพยาบาล, สถานีตำรวจ ศูนย์รับสาย (ตรง.) และสถานีตำรวจตรงที่เกี่ยวข้อง	หน่วยงานในและของโรงงานที่เกิดเหตุ เรียกขอความช่วยเหลือจากทีม ECC S&R และขอการ FIT (Q-SH-CM) จาก PTTGC ที่เข้าใช้งานเครื่องมือ ใช้งานทีมงานที่ถูกฝึกอบรมแล้วที่มีอยู่ในโรงงานที่เกิดเหตุ ทรัพยากรภายในบริษัทและอาสาสมัครเพื่อการกู้ภัยเกิด ทรัพยากรภายนอกบริษัทและอาสาสมัครเพื่อการเคลื่อนย้ายจากสถานที่เกิดเหตุ EMAG ถ้ามีบริษัทขอยกเว้นเท่านั้น (ยกเว้นโรงงานที่ตกลงช่วยเหลือกรณีเหตุฉุกเฉิน) เรียก Emergency Duty Team และ Plant ERT
3	• เรียกขอความช่วยเหลือระหว่างโรงงานในกลุ่มของ PTT GC Group • เรียกขอความช่วยเหลือและขอการสนับสนุนจาก PTT GC อื่น และ NPC S&E • เรียกขอพนักงาน off (ตรง.) และ Standby On-Call Team ของโรงงานที่เกิดเหตุ • สั่ง SMS เรียกกลุ่ม Emergency Duty Team, Plant ERT, GMC, Q-SH-CM+Q-SH, SC-CB/SC-SR/C-CG/F-CF, VP1, • สั่ง SMS แจ้งกลุ่ม Community (ชุมชนใกล้โรงงาน) ตามที่กระทรวง • สั่งการให้แจ้ง กบน. ให้ทราบการเข้าระดับ 4 • เตรียมการประกาศ ชุมชนและการเตรียมรับมือ พร้อมกับการขอการช่วยเหลือจากองค์กรต่างๆ เช่น ด้วยวิธีให้ทราบผลกำไร • แจ้งโรงพยาบาล, สถานีตำรวจ ศูนย์รับสาย (ตรง.) โรงเรียน, ชุมชน, วัด, โรงงานข้างเคียง เฉพาะที่ได้รับผลกระทบ	บุคลากรที่ระดับองค์กรของโรงงาน -ขอความช่วยเหลือจากกลุ่มบริษัทของบริษัทฯ -เรียกขอความช่วยเหลือจากบริษัทภายนอก EMAG (เฉพาะโรงงานที่ตกลงช่วยเหลือกรณีเหตุฉุกเฉิน) -แจ้งเตือนชุมชนภายนอกรอบ และแจ้งเตือนเป็นระยะให้ทราบผลสำเร็จ กระทั่ง 1 ชั่วโมงก่อน -แจ้งเตือนการประสานงานกับหน่วยงานภายในจังหวัด (ระดับ 2 ขึ้นไป) ED เช่น CEO/PSD ที่ EVP-O/SVP-O พิจารณาประกาศ และอนุมัติเพื่อตั้ง CMC

5.5 บทบาทหน้าที่

5.5.1 ตารางสรุปบทบาทหน้าที่

ตำแหน่ง / Radio Call Sign	ทำหน้าที่โดย (ตามกำหนด)	ที่อยู่	ระดับภาวะฉุกเฉินที่เกี่ยวข้อง	หน้าที่ในภาวะฉุกเฉิน
ผอ.จังหวัด	ผู้บริหารการจังหวัดระยอง	กระ.จ.	ระดับ 3 โรงงาน, ระดับ 2 จังหวัด	- รับติดต่อขอใช้กองกำลังทะบรรเทาสาธารณภัยในพื้นที่จังหวัด - รัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดเมื่อเกิดสาธารณภัยขึ้น - ควบคุมและสั่งการ เพื่อจัดการสาธารณภัย
นายอำเภอ	นายอำเภอเมืองระยอง	อำเภอ	ระดับ 3 โรงงาน, ระดับ 1 จังหวัด	- รับติดต่อขอใช้กองกำลังทะบรรเทาสาธารณภัยในพื้นที่อำเภอ - รัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการบรรเทาสาธารณภัยอำเภอเมื่อเกิดสาธารณภัยขึ้น - ควบคุมและสั่งการ เพื่อจัดการสาธารณภัย
อบต.ท้องถิ่น	นายกเทศมนตรี	ศูนย์ปฏิบัติการฉุกเฉินท้องถิ่น	ระดับ 3 โรงงาน, ระดับ 1 จังหวัด	- รับติดต่อขอใช้กองกำลังทะบรรเทาสาธารณภัยในพื้นที่ท้องถิ่น (ตำบล/อบต/เทศบาล) - จัดตั้งศูนย์ปฏิบัติฉุกเฉินท้องถิ่นเมื่อเกิดสาธารณภัยขึ้น - ควบคุมและสั่งการ เพื่อจัดการสาธารณภัย
ED	1. EVP/SVP สายงานที่เกี่ยวข้องของโรงงานที่เกิดเหตุ หรือ 2.VP ของโรงงานที่เกิดเหตุ หรือผู้ที่ได้รับมอบหมายให้ทำหน้าที่ ED	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ หรือห้องควบคุมการผลิต	ระดับ 3 ระดับ 2	- เป็นผู้ตัดสินใจของโรงงานในการฉุกเฉินระดับ 2-3 โดยจะเป็นผู้ให้ข้อมูลแก่หน่วยงานที่ทำหน้าปฏิบัติการ/ผู้บัญชาการเหตุการณ์ของการประสานงานราชการและสื่อมวลชน - กำหนดยุทธศาสตร์ทั้งในในการเลือกยุทธวิธีการระงับเหตุฉุกเฉินระดับ 2-3 ให้ฝ่ายปฏิบัติ - การสั่งการควบคุมสำหรับการปฏิบัติการของโรงงานที่เกิดเหตุและรับหน้าที่ ED ต่อจาก ED Duty/VP Plant - พิจารณาเสนอ CEO/PSD ผ่าน ผู้บริหาร SEVP-C / SEVP-O เพื่อจัดตั้ง CMC เพื่อประกาศภาวะฉุกเฉินระดับ 3 และเชิญเข้าไป CMC เพื่อ CEO ให้จัดตั้ง CMC
ED Duty	1.ผู้บริหารที่ทำหน้าที่ ED ตามตาราง Duty Roster 2.Operation Co. หรือ Maintenance Co. (ตามที่ ED Duty จัดมาให้ก็ได้)	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ	ระดับ 2-3	- เป็นผู้บริหารของโรงงานในการฉุกเฉินหมายระดับรองลงมาจากหน้าที่ ED หรือ VP โรงงานที่เกิดเหตุ - ทำหน้าที่ ED เมื่อ EVP/SVP หรือ VP โรงงานไม่อยู่ - อำนวยการศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉินของโรงงาน - ED Duty กลุ่ม 1 รับผิดชอบพื้นที่ GC0(REF), GC7(BTF), GC4(AROI), GC5(AROI), GC9(I-17), Inter connecting, GC1(ROI), GC13(ปล่อง) - ED Duty กลุ่ม 2 รับผิดชอบพื้นที่ GC2(OLE1, OLE4), GC3(OLE2,3V), GC11(OLEO), GC1(HDPE2), GC13(HDPE1), GC9, GC11(LDPE, LLDPE), (LLDPE2)

ตำแหน่ง / Radio Call Sign	ทำหน้าที่โดย (ตามกำหนด)	ที่อยู่	ระดับภาวะฉุกเฉินที่เกี่ยวข้อง	หน้าที่ในภาวะฉุกเฉิน
				- ED Duty กลุ่ม 3 รับผิดชอบพื้นที่ PEC1, GC0, GC9, GC11, GC0 (EO, EG, EA), GGC, GC9 (Lab Center)
Emergency Duty Team	ผู้ที่ทำหน้าที่ตามตาราง Duty Roster (ตาม ข้อ 5.3.1)	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ	ระดับ 2-3	- เตรียมการไปยังจุดนัดพบฉุกเฉินเพื่อเข้าควบคุมเหตุฉุกเฉินระดับ 2, 3 และนำเสนอที่ประชุมบรรเทาสาธารณภัยตามหน้าที่และตามที่ ผู้บริหารสั่งการ
Plant ERT	VP, กลุ่ม ผอ.อำนวย , Day Manager ที่เกี่ยวข้องกับโรงงานที่เกิดเหตุ (ตาม ข้อ 5.3.2)	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ หรือห้องควบคุมการผลิต	ระดับ 2-3	- เตรียมการนำทีมไปยังพื้นที่เกิดเหตุฉุกเฉินโดยรับคำสั่งต่อจาก Emergency Duty Team เมื่อมีเหตุฉุกเฉินระดับ 2, 3 เกิดขึ้น - ช่วยเหลือและให้คำแนะนำด้านเทคนิคและประสานงานการสนับสนุนการควบคุมภาวะฉุกเฉิน - ช่วยเหลือด้านเทคนิคและการปฏิบัติการของหน่วยงานเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน - ประสานงานหน่วยงาน เช่น เครื่องมือ/อุปกรณ์/วิศวกรรม และบำรุงรักษา / services / warehouse ที่ standby - จัดเตรียมตัวแทนที่ติดต่อ EM, OC และ PTT และ Field Operation Shift Staff - จัดกำลังเสริมการระงับเหตุ (PTT-C) กรณีเหตุลุกลาม
Operation Co.	1.DM Plant Operations 2.DM Asset Utilization 3.DM Plant Technical 4.Day Manager 5.Operation ที่อยู่ตามตาราง Duty Roster	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ (ตามการติดต่อไปที่ห้องควบคุมการผลิต)	ระดับ 2-3	- ช่วยเหลือและกำกับ EM ในการควบคุมการปฏิบัติภายในโรงงานในการฉุกเฉินเพื่อลดผลกระทบร่วมไปและหยุดการลุกลามไหล * จัดส่งข้อมูลสอบถามได้กับ EM เกี่ยวกับการเข้าข้อมูลสถานการณ์ และสถานการณ์ของเหตุภาวะฉุกเฉิน และการแก้ไขเหตุฉุกเฉินที่ต้องการเพื่อส่งต่อข้อมูลให้กับ ED และ Emergency Duty Team หรือ Plant ERT - ติดต่อขอเจ้าหน้าที่ปฏิบัติการ Day Staff หรือ Off-Shift เข้าทำหน้าที่เป็นกำลังสำรอง (PTT-C) กรณีเหตุฉุกเฉินระดับ 3 - แจ้งหน่วยงานในสายงาน MCS ที่เกี่ยวข้องให้ทราบเพื่อควบคุมระบบที่ใช้ของการจัดซื้อ-จัดส่งผลิตภัณฑ์
SHE Co.	1.SHE Engineer โรงงานที่เกิดเหตุ 2.SHE Engineer ที่อยู่ตามตารางของพื้นที่ 3.SHE Engineer ที่อยู่ตามตารางสำรองพื้นที่	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ	ระดับ 1-2-3	- SHE ที่อยู่ตามตารางเข้ามาเตรียมตัวอุปกรณ์ระดับ 1 - ให้คำแนะนำด้านมาตรการเพื่อความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม - เก็บตัวอย่างอุปกรณ์ตามสถานที่ปฏิบัติ - ตรวจสอบการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม - แจ้งโรงงานข้างเคียงกรณีที่อาจมีผลกระทบไปถึง - แจ้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น (ตามที่ระบุไว้ในระบบเอกสาร ข้อ 4.2.4) - ติดต่อขอรับ SHE Duty จาก SHE Engineers ของโรงงานที่เกิดเหตุ หรือจากส่วนกลางให้เข้ามาช่วยสนับสนุนในเรื่องต่างๆ ดังนี้ 1) ให้ช่วยทำแผนที่ Triage Area ตามแผน Medical Emergency Plan และแผนพิทักษ์ระยอง 2) ให้ทำหน้าที่ต้อนรับ เช่น

ตำแหน่ง / Radio Call Sign	ตำแหน่งที่โดย (ตามลำดับ)	ที่อยู่	ระดับภาวะฉุกเฉินที่เกี่ยวข้อง	หน้าที่ในภาวะฉุกเฉิน
				ออกคำสั่งให้ประชาชนที่รอบข้างเข้าสู่ที่พักอาศัย 3) ให้บันทึกเหตุการณ์ผ่านระบบ EMS / electronic System
MC (MC1, MC2, MC3)	1.DM SHE (MC1) 2.DM Q-SH CM 2.ERS Supervisor (MC2) 3.ERS Chief (MC3) 4.ER ที่อยู่ เวรตามตาราง Duty Rota. DM Q-SH-CM และ Q-SH-CM Staff ที่เรียกเข้ามาเสริม	1.ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ 2.Contact point 3.Command Post จุดนัดพบ ยูเนี่ยนคาร์ไบด์ ที่เกิดเหตุ ที่ OC กำหนด	ระดับ 1-2-3	- ER ที่อยู่เวรตามตาราง ปฏิบัติงานตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในแต่ละระดับ 1 - หัวหน้าที่ปฏิบัติ Mutual Aid Coordinator (MC1) และให้คำแนะนำการจัดการสถานการณ์ฉุกเฉินและการระงับเหตุฯ ที่ ECC - ประสานงานกับผู้ปฏิบัติงานทุกฝ่าย ๆ ทั้งภายในและภายนอก ที่ตั้งบริเวณจุดนัดพบ (MC2) - ชี้แจงให้คำแนะนำ EM, OC ในด้านกฎหมายและการควบคุมการปฏิบัติต่าง ๆ ในการระงับเหตุ และการใช้อุปกรณ์ระงับเหตุ (MC3) - หัวหน้าที่ปฏิบัติ Staging officer เพื่อการเบิกใช้ และบริหารจัดการทรัพยากรต่าง ๆ ที่จำเป็นในการระงับเหตุฉุกเฉิน (MC3) - จดบันทึกการรับและจ่ายทรัพยากรให้กับ OC เพื่อไปใช้ในการระงับเหตุ - ประสานงานปฏิบัติกับ OC, EM, และ MC1, MC2, MC3
Maintenance Co.	1.DM Maintenance ของโรงงานที่เกิดเหตุ 2.ผู้ทำหน้าที่ Maintenance Coordinator ตามตารางDuty Rota	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ	ระดับ 2-3	- นำระบบการบริหารจัดการซ่อมบำรุงเข้ามาช่วยในการซ่อมเครื่องมือ อุปกรณ์ วัสดุอุปกรณ์ที่จำเป็นในการระงับเหตุฯ - เตรียมการจนกว่าหน่วยงานวัดวิศวกรรมและเครื่องตรวจสอบอุปกรณ์ เพื่อให้ข้อมูลด้านเทคนิคของเครื่องจักร และอุปกรณ์
Services Co	1.ผู้ทำหน้าที่ Services Coordinator ตามตาราง Duty Rota	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ	ระดับ 2-3	- ประสานงานการสนับสนุนด้านการบริการ (General Administration) อาหาร น้ำดื่ม สถานที่ ยานพาหนะ อุปกรณ์ สื่อสาร ICT วัสดุอุปกรณ์สำนักงานและอื่น ๆ ที่จำเป็นสำหรับการสนับสนุนการควบคุมภาวะฉุกเฉิน
HR Co.	1. ผู้ทำหน้าที่ HR Coordinator ตามตาราง Duty Rota ที่มี HR	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ	ระดับ 2-3	- ประสานงานการให้ความช่วยเหลือด้านบุคลากรในการบริหารงานบุคคล การให้ความช่วยเหลือ ติดต่อประสานงานกับญาติผู้บาดเจ็บ ได้ข้อมูลด้านบุคลากรและสวัสดิการ
CSR Co.	1.ผู้ทำหน้าที่ CSR Coordinator ตามตารางDuty Rota ที่มี CSR	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ	ระดับ 2-3	- CSR Co. ที่จะมาให้ความช่วยเหลือระดับ 1 ประสานงานกับชุมชนต่าง ๆ ที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบเพื่อติดตามสถานการณ์ แจ้งข้อมูลและให้คำแนะนำ - ประสานงานกับกลุ่ม CSR ที่เกี่ยวข้องเพื่อจุดชนวน และประเมินผลกระทบเกี่ยวข้องเพื่อแจ้งให้กับ EM/ ED Duty - ดัชนีมวลชน
SC-CB Co.	1.ผู้ทำหน้าที่ SC-CB Coordinator ตามตาราง Duty Rota	1.ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ 2.ศูนย์ประชาสัมพันธ์	ระดับ 2-3	- ประสานงานด้านการประชาสัมพันธ์ - สื่อสารสื่อมวลชน - จัดเตรียมข้อมูลในการแถลงข่าว - รับผิดชอบในการจัดตั้งศูนย์ประชาสัมพันธ์

ตำแหน่ง / Radio Call Sign	ตำแหน่งที่โดย (ตามลำดับ)	ที่อยู่	ระดับภาวะฉุกเฉินที่เกี่ยวข้อง	หน้าที่ในภาวะฉุกเฉิน
	2.หัว SC-CB ที่เรียกเข้ามาเสริม			- เตรียมข้อมูลที่เกี่ยวข้องให้กับ ED / ED Duty
Machines Co.	ผู้รับหน้าที่ Machines Coordinator ตามตาราง Duty	ECC ของ REF หรือ BTF	ระดับ 2-3	- ให้คำแนะนำเรื่องการปิดสายลำเลียงสารเคมีและวัตถุดิบที่มีความเกี่ยวข้องกับ Jeuics และ SPM
P-T Co.	ผู้รับหน้าที่ P-T Duty ตามตาราง Duty Rota	1. ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ 2.จุดที่จัดเตรียมอุปกรณ์ที่เกี่ยวกับแนวท่อ	ระดับ 1-2-3	- ให้คำแนะนำกับ ED การปิดหลุดลูกเซ็นที่เกี่ยวกับ pipeline - เตรียมอุปกรณ์ถูกต้องเข้าของกระบวนการ ตลอดจนอัตราและอุปกรณ์ที่จำเป็นที่อยู่ใกล้จุดเกิดเหตุ
ยูเนี่ยนคาร์ไบด์ ประจำพื้นที่	1. พนักงาน Q-SH-CM 2. ผู้รับหน้าที่ประสานงานศูนย์สื่อสาร / ECC	ECC / ศูนย์สื่อสารของโรงงาน	ระดับ 1-2-3	- รับแจ้งเหตุ และติดต่อประสานงานมาที่ได้รับแจ้งจาก EM, OC และ Emergency Duty Team หรือ Plant ERT - บันทึกข้อมูลเหตุการณ์ และการแจ้งเตือนไปยังผู้บริหาร EM/ED - ส่งแฟกซ์รายงานเหตุการณ์ เช่น คาม. และบันทึกเข้าสู่ระบบภายใน 30 วินาทีหลังจากที่ได้รับแจ้งจากผู้บริหาร EM
ศูนย์อพยพเหตุฉุกเฉิน	1.พนักงาน Q-SH-CM 2.พัสดุ ที่เกี่ยวข้อง / ผู้ดูแลหน้าที่ ECC ที่ใช้รับมอบหมาย 3. SHE Co. / SHE ที่มีที่	ECC / ศูนย์สื่อสารของโรงงาน	ระดับ 1-2-3	- จดบันทึกเหตุการณ์ ให้ถูกต้อง ครบถ้วน ชัดเจน - แจ้ง EM หรือ ED เมื่อมีเหตุการณ์หรือการเปลี่ยนแปลงที่สำคัญ - ดูแลและจดบันทึกข้อมูลลง Emergency Status Board. EIMS ให้ถูกต้องทันสมัยและตลอดเวลาที่เกิดเหตุ
EM	1.Shift Manager / Plant Day Manager 2.DM Plant Operation หรือ 3.ผู้ที่ได้รับมอบหมายสำหรับพื้นที่ตามตาราง เช่น Building Supervisor, B-GA-DM หรือ Q-SH-CM	ห้องควบคุมการผลิต / ECC	ระดับ 1-2-3	- เป็นผู้บัญชาการเหตุการณ์ของโรงงานหรือต้นที่ที่เกิดเหตุ - ตัดสินใจเลือกระดับการฉุกเฉิน - จัดกลุ่มทีมงาน และมอบหมายหน้าที่ในการควบคุมเหตุฉุกเฉินร่วมกับ OC และสั่งการควบคุมเหตุฉุกเฉิน
SM อื่นๆ	Shift Manager ของโรงงานอื่น ๆ ที่ไม่ได้เกิดเหตุ	โรงงานที่ปฏิบัติงานตามปกติ	ระดับ 1-2-3	- เป็นทีมหรือเตรียมพร้อมการให้การสนับสนุนที่เหมาะสมกับเหตุฉุกเฉิน
OC	Shift Supervisor/ Senior Operator / Qualified Persons ของโรงงานที่ได้รับมอบหมายหรือ หรือพนักงาน Q-SH-CM ได้รับมอบหมายเป็น FD	ที่เกิดเหตุ	ระดับ 1-2-3	- ควบคุมสั่งการการปฏิบัติ ณ ที่เกิดเหตุ - สั่งการการช่วยชีวิต - เปิดเผยข้อมูลการเกิดเหตุกับ EM - สั่งการควบคุมการระงับเหตุ

ต้นหน่วย / Radio Call Sign	ตำแหน่งที่ปฏิบัติ (ตามลำดับ)	ที่อยู่	ระดับสภาวะฉุกเฉินที่เกี่ยวข้อง	หน้าที่ในสภาวะฉุกเฉิน
FIT-A / FIT Team	-OC จากหน่วยที่เกิดเหตุ -Team Leader - FIT member - Fire Truck Drivers	ที่เกิดเหตุ	ระดับ 1-2-3	- ให้ชุดควบคุมดับหลังหรือชุดโกรณีอื่นเพื่อระงับเหตุ - Contain Incident ดำเนินการยุติการขยายตัวของเหตุการณ์ - ช่วยเหลือผู้ประสบเหตุ - ปฏิบัติหน้าที่ในการระงับเหตุอื่นๆ ตามคำสั่ง OC / SM
Team Leader / Team A, B, C....	-Team Leader A จากหน่วยที่เกิดเหตุ (Operator ดาวโรง) -Team Leader อื่นเลือกจาก FIT ที่ได้รับมอบหมายจาก OC - หรือตามข้อกำหนดของ Q-SH-CM	ที่เกิดเหตุ	ระดับ 1-2-3	- รับคำสั่งจาก OC และประสานงานกับทีมปฏิบัติ นำทีมเข้าระงับเหตุตามที่ได้รับมอบหมายที่ OC กำหนดเช่น - ช่วยเหลือผู้ประสบภัย และอพยพออกนอกพื้นที่ - ดึงม้วนท่อเข้ามุมดับเพลิง ต่อมุมแปล ป้องกันการกระเซ็นของไฟ - ให้ชุดควบคุมเข้าแนวดับเพลิงตามมุมดับเพลิง หรือตามจุดที่กำหนด
FTD-1 (Driver 1)	Fire Truck Driver ของ ECC S&E คันที่ 1	-สถานีดับเพลิง -ที่เกิดเหตุ	ระดับ 1-2-3	- รับคำสั่งจาก OC นำรถดับเพลิงไปยังที่เกิดเหตุ - ควบคุมการใช้รถดับเพลิงตามคำสั่งของ OC
FTD-2, 3, ... (Driver 2, 3, ...)	Fire Truck Driver ของ ECC S&E คันที่ 2, 3, ...	-สถานีดับเพลิง -ที่เกิดเหตุ	ระดับ 1-2-3	- รับคำสั่งจาก OC นำรถดับเพลิงไปยังที่เกิดเหตุ หรือจากหน้าที่อื่นตามที่ OC มอบหมาย - ควบคุมการใช้รถดับเพลิงตามคำสั่งของ OC
Field Operators On Shift	พนักงานฝ่ายผลิตที่ไม่ได้เป็น FIT ขณะที่ [illegible] ปฏิบัติงานอยู่ใน Field	หน่วยปฏิบัติการของตนที่ได้รับมอบหมายตามปกติ	ระดับ 1-2-3	- เปิด Heat Monitor, Water Spray หรือใช้ชุดควบคุมดับเพลิงประจำที่ต่างๆ เพื่อระงับยับยั้งการแพร่กระจายของเหตุการณ์ตามความเหมาะสมในระยะเวลาที่เกิดเหตุ - ทั้งปิดหรือเปิดวาล์วเพื่อหยุดหรือควบคุมการไหลของผลิตภัณฑ์ไปยังจุดที่มีการรั่วไหล - ควบคุมชุดควบคุมการผลิตโดยประสานงานกับ Panel Man, หรือตามคำสั่งของ OC และ EM ให้ดำเนินไปตาม Emergency Procedure, หรือการตัดแยกระบบ - ควบคุมการทำงานของคุณลักษณะ ระงับไม่ให้เสียหายและเสียหายน้อยที่สุด - ช่วยเหลือ FIT ใช้ชุดควบคุมดับเพลิงประจำที่, ลดการร้าวไหล
FIT-B	ตำแหน่งหลักแต่ในกรณีที่ไม่มีพนักงาน ECC S&E, FTD และหน่วยงานของหน่วยงาน Q-SH-CM ของพื้นที่อื่นที่ไม่ได้เกิดเหตุ	สถานีดับเพลิงที่เกิดเหตุ	ระดับ 2-3	- เป็นตำแหน่งหลักที่ช่วยเหลือ FIT-A ทำหน้าที่ Contain Incident ช่วยเหลือผู้ประสบภัย (การ RESCUE ควรทำโดยสำนักดับเพลิงโดย FIT-A) กรณีเกิดการกระเด็น / โรงงานได้รับผลกระทบเสียหายมาก ให้ FIT-B เป็นอุปกรณ์ให้กับ FIT-A (FIT-A จะทำหน้าที่เป็น Team Leader) และอื่นๆ ตามคำสั่ง OC/ Team Leader
FIT-C	ตำแหน่งสำรองในกรณีที่ไม่มีพนักงานของหน่วยงานที่เกิดเหตุ	สถานีดับเพลิงที่เกิดเหตุ	ระดับ 3	- เป็นตำแหน่งหลักที่ช่วยสนับสนุน / ทำหน้าที่เสมือนวิจัยกับ FIT-A และ FIT B เมื่อสถานการณ์มีความรุนแรงในระดับ 3 - เตรียมความพร้อมที่จะเข้าสู่ ECC โรงงานที่เกิดเหตุนี้ทันที
First Aid Team	-พยาบาลประจำโรงงาน	-ห้องพยาบาล -ที่รับผู้บาดเจ็บ	ระดับ 1-2-3	- ให้การปฐมพยาบาลเบื้องต้นกับผู้ที่ได้รับบาดเจ็บและส่งต่อผู้ประสบภัยไปยังโรงพยาบาล

ต้นหน่วย / Radio Call Sign	ตำแหน่งที่ปฏิบัติ (ตามลำดับ)	ที่อยู่	ระดับสภาวะฉุกเฉินที่เกี่ยวข้อง	หน้าที่ในสภาวะฉุกเฉิน
พยาบาล / [illegible]	-SHE Engineers ที่ปฏิบัติตามแผนปฏิบัติการฉุกเฉินทางการแพทย์ Medical Emergency Plan	-Triage Area		- ดูแลรักษาเบื้องต้นและปฐมพยาบาลผู้ประสบภัย - บันทึกและรายงานข้อมูลเพื่อส่งต่อให้กับ HR Coordinator หรือ ECC ตามเงื่อนไขของโครงสร้าง - ส่งข้อมูลการส่งต่อผู้ประสบภัยให้ HR Coordinator หรือ [illegible]
Support Teams อื่นๆ	ผู้ที่ถูกเรียกโดย Duty Team หรือ Plant ERT ที่เกี่ยวข้องกับเหตุการณ์และระดับ 3	ECC หรือสถานที่ปฏิบัติงานที่เกิดเหตุ	ระดับ 3	- เดินทางไปยังโรงงานที่เกิดเหตุเพื่อช่วยเหลือ - รายงานตัวต่อ EO, หรือผู้ที่ ED มอบหมายที่ ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ
Area Warden	Area Warden ที่ได้รับมอบหมาย	พื้นที่รับผิดชอบและจุดรวมพล	ระดับ 1-2-3	- ตรวจสอบพื้นที่ผู้ปฏิบัติงาน / สำนักงานและห้องต่างๆ ทุกห้อง ให้ - ผู้ที่อยู่ในพื้นที่รับผิดชอบของตนออกจากอาคารเพื่อหลีกเลี่ยงเหตุฉุกเฉินกับอาคารหรือพื้นที่ที่ได้มีการกำหนด - หรือดูแลให้อยู่ในการ [illegible] ตามคำสั่งของ SM (กรณีมีการเพิ่มเติม)
Assembly Controller	Area warden ดาวโรง / ผู้ที่ได้รับมอบหมาย	พื้นที่รับผิดชอบและจุดรวมพล	ระดับ 1-2-3	- ควบคุมและรักษาระเบียบการอยู่ผู้ปฏิบัติที่จุดรวมพล - ตรวจสอบผลการนับยอดบุคลากรของตนกับรายงานต่อกลุ่มและแจ้งผลสรุปจำนวนรวมไปยัง ECC และ MC1 หรือจุดนัดพบ) - ติดตามและรายงานข้อมูลการอพยพและเคลื่อนย้ายการปฏิบัติเพื่อแจ้งให้ผู้ที่อยู่ในจุดรวมพลทราบ หรือจุดนัดพบ ผู้อยู่ในอาคารตามคำสั่งของ EM (กรณีมีการเพิ่มเติม)
Fire Runner	Security, SSE ที่ปฏิบัติ Q-SH-CM Staff/MC และพนักงาน	Contact Point	ระดับ 2-3	- ประสานงานและนำเสนอข้อมูลจากหน่วยงานต่างๆ จุด Contact Point ไปยังโรงงานตัวแทน OC ที่จุดเกิดเหตุ หรือ MC3
Security (Guards)	พนักงาน รปภ. และพนักงาน รปภ.	จุดตรวจจุดเฝ้าระวังที่รับผิดชอบ	ระดับ 1-2-3	- ปิดกั้นการเข้าพื้นที่เกิดเหตุ ป้องกันผู้ไม่เกี่ยวข้องเข้าไปในพื้นที่เกิดเหตุอย่างน้อยที่สุดจนกว่าจะรับทราบเหตุฉุกเฉินและผู้เกี่ยวข้อง - ประสานให้พนักงานและผู้ปฏิบัติงานมาในพื้นที่เกิดเหตุและอพยพไปรวมที่จุดรวมพลที่กำหนดไว้ - ควบคุมการจราจร / อำนวยความสะดวกให้รถฉุกเฉิน
คุมเข้มจุดเฝ้าระวัง (Central Security)	ผู้ควบคุมงานรักษาความปลอดภัย	CCC Fire Station	ระดับ 1-2-3	- ส่ง PA ระดับเสียงเตือนภัยไปยังพื้นที่และรับ Caller ภายในกรณีมีการแจ้งเหตุที่เกิดขึ้นภายในโรงงาน รวมถึงการรับและส่งต่อข้อมูลการเกิดเหตุฉุกเฉินที่สำคัญผ่านระบบต่างๆ - รับและแจ้งข้อมูลการเกิดเหตุฉุกเฉินกับทางโรงงาน รวมถึงการรับและส่งต่อข้อมูลการเกิดเหตุฉุกเฉินที่สำคัญผ่านระบบต่างๆ - ควบคุมการเคลื่อนย้ายการติดตั้งและเคลื่อนย้ายข้อมูลให้กับ Q-SH-CM Staff, Area Manager, Q-SH-EO และ Q-SH ผ่านระบบ Line หรือโทรศัพท์
SC-EX	SC-EX-SS, SC-EX-FD	ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ	ระดับ 2-3	- ประสานงานเพื่อส่งต่อหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง อาทิเช่น รถดับเพลิง รถพยาบาล กรมควบคุมมลพิษ เป็นต้น - ประสานงานกับและควบคุมการเข้าพื้นที่ของรถดับเพลิง

5.5.2 การทำหน้าที่ของ Emergency Duty Team และ Plant ERT

ข้อปฏิบัติในการทำหน้าที่ของ Emergency Duty Team และ Plant ERT กำหนดไว้ดังนี้

1) Emergency Duty Team และ Plant ERT จะถูกเรียกเมื่อมีเหตุฉุกเฉินระดับ 2 และ 3
2) Emergency Duty Team เป็นเวรพร้อมตลอด 24 ชั่วโมง ปฏิบัติหน้าที่ตั้งแต่เวลา 08.00 น. ของวันศุกร์ ถึง เวลา 08.00 น. ของวันศุกร์ในสัปดาห์ต่อไป และต้องอยู่ในระยะที่สามารถเดินทางมาถึงโรงงานได้ภายในไม่เกิน 1 ชั่วโมง รายละเอียดตามข้อกำหนด บริษัทฯ ว่าด้วยเรื่องเงินช่วยเหลือค่าตอบแทนปฏิบัติงานฉุกเฉิน (On Duty และ On Call) พ.ศ. 2556
3) เมื่อถูกเรียกให้ปฏิบัติดังนี้
   - ให้ Emergency Duty Team ไปรายงานตัวที่ ECC ทันที
   - ให้ Plant ERT ไปรายงานตัวที่ ECC เพื่อรับหน้าที่ต่อจาก Emergency Duty Team (ทุกกรณี)
   - เมื่อ Plant ERT มาถึง ECC ให้ Emergency Duty Team สายงานด้านเทคนิค ที่ไม่ใช่เจ้าของพื้นที่ ส่งมอบหน้าที่ให้กับ Plant ERT และให้อยู่ช่วยเหลือ Plant ERT จนกว่าสถานการณ์ภาวะฉุกเฉินจะคลี่คลาย

ตารางละเอียดหน้าที่ของ Emergency Duty Team และ Plant ERT เพิ่มเติมให้เกิดผนวก 6.3

5.6 **การปฏิบัติของผู้ที่ไม่เกี่ยวข้องกับระงับเหตุฉุกเฉิน**

พนักงาน ผู้รับเหมา ผู้มาติดต่อ และผู้ไม่เกี่ยวข้องอื่นๆ เมื่อได้ยินสัญญาณแจ้งเหตุฉุกเฉิน ให้ปฏิบัติดังนี้

- ปฏิบัติตามคำสั่งของ EM จากการประกาศแจ้งทางวิทยุหรือประกาศเสียงตามสาย
- กรณีมีคำสั่งอพยพ ให้ไปยังจุดรวมพลและรายงานตัวต่อหัวหน้างานหรือผู้ควบคุมของกลุ่ม
- ที่จุดรวมพล ให้ปฏิบัติตามคำแนะนำของ Assembly Controller และเจ้าหน้าที่จากทีมระงับเหตุฉุกเฉิน (Emergency Response Team) ซึ่งฟังคำสั่งจากการประกาศแจ้งทางวิทยุหรือประกาศเสียงตามสายที่ให้คำแนะนำการปฏิบัติ
- ในกรณีที่เป็นเหตุฉุกเฉินระดับ 3 อาจมีความจำเป็นต้องอพยพไปยังพื้นที่ที่ปลอดภัย โดยให้ผู้ทำหน้าที่ Service Co. ที่ ECC ทำหน้าที่ประสานงานรถบัสมารับที่จุดรวมพล

เมื่อตรวจเช็คราวด์ตลเร็วแล้วให้ขึ้นรถปิดอพยพไปที่ศูนย์ราชการจังหวัดระยองหรือสถานที่ตามที่ศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉินกำหนด

5.7 **ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน** (Emergency Command Center, ECC)

ให้โรงงานในกลุ่มบริษัทฯ กำหนดสถานที่ที่ใช้เป็น ECC ตามความเหมาะสมของแต่ละพื้นที่ ในกรณีที่ไม่สามารถเข้าใช้ใช้ ECC ตามที่กำหนดไว้ได้ ให้ผู้ทำหน้าที่ EM เป็นผู้พิจารณากำหนดที่ตั้ง ECC โดยพิจารณาผลกระทบจากเหตุการณ์ ความรุนแรงและทิศทางลม และประกาศแจ้ง เมื่อเป็นภาวะฉุกเฉินระดับที่ 2 หรือ 3

ECC เป็นศูนย์กลางในการสั่งการ ติดต่อประสานงานระงับเหตุฉุกเฉิน ให้จัดเตรียมอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่จะเป็นให้มีไว้พร้อมใช้ตามตารางปัน ดูในวัก 6.10

5.8 **แนวทางการปฏิบัติเพื่อควบคุมภาวะฉุกเฉิน (Generic Strategies and Tactics for Incident Control)**

การควบคุมเหตุการณ์ในช่วงแรกเพื่อจำกัดขอบเขตไม่ให้ลุกลามหรือสร้างเพิ่มมากขึ้น (Contain the incident) จะควบคุมเหตุการณ์โดย FIT Team ของโรงงานที่เกิดเหตุ

การเตรียมความพร้อมระงับเหตุฉุกเฉิน ให้ Q-SH-CM ประจำพื้นที่ ประสานงานทั้งฝ่ายปฏิบัติการ ประเมินความเสี่ยง และจัดทำแผนระงับเหตุ (pre incident plan) และจัดให้มีการฝึกซ้อมตามความเหมาะสม โดยพิจารณาใช้แนวทางการกำหนดกลยุทธ์และเทคนิคทั่วไปการระงับเหตุ ตามความเหมาะสม ดังนี้

5.8.1 กรณีเกิดเพลิงไหม้

1) ฉีดน้ำหล่อเย็นป้องกันโครงสร้าง อุปกรณ์หรือถังข้างเคียง
2) หยุดหรือลดการรั่วไหลของเชื้อเพลิง ปิดกั้น ตัดแยกระบบ หรือ bypass อุปกรณ์ที่รั่ว
3) หากจำเป็นให้พิจารณา Shutdown ระบบ/ เครื่องจักร/อุปกรณ์ ลดความดันเพื่อหยุดการรั่วไหล
4) ทำการดับไฟในกรณีที่สามารถดับได้ โดยใช้สารดับเพลิงที่เหมาะสมกับเชื้อเพลิง
5) กรณี pool fire ให้ใช้โฟมฉีดลงบนผิวหน้าของสารเชื้อเพลิง และตัดแยกระบายเพื่อหยุดการรั่วไหล โดยหลีกเลี่ยงการใช้น้ำฉีดทำลาย foam blanket
6) ในกรณีแก๊สไวไฟรั่วไหลและติดไฟ เช่น LPG ให้หยุดการรั่วไหลก่อนที่จะดับไฟ
7) ใช้น้ำฉีดควบคุมเปลวไฟสำหรับกรณีที่เป็น pressure fire

5.8.2 กรณีที่มีการรั่วไหลของก๊าซหรือสารไวไฟ

1) ปิดกั้นพื้นที่ห้ามคนเข้าไปในพื้นที่มี cloud gas และอพยพคนที่อยู่ในแนว vapor cloud ออกทันที
2) ควบคุมปัจจัยเสี่ยงที่อาจทำให้เกิดประกายไฟในบริเวณสารไวไฟรั่วไหล
3) แก้ไขจุดที่เป็นเหตุให้รั่วไหลโดยใช้วิธีการและอุปกรณ์ที่ปลอดภัย
4) ใช้น้ำฉีดเป็นฝอยเพื่อเจือจางความเข้มข้นของก๊าซไวไฟที่รั่วหรือปิดกั้นไม่ให้สารไวไฟที่รั่วผ่านไปยังแหล่งความร้อน หรือหยุดการรั่วไหล
5) หากพื้นที่ที่มีการหกล้นไม่มีเขื่อนหรือคันกั้น (Dike/Bund) ให้ควบคุมการไหลของสารติดไฟให้อยู่ในพื้นที่จำกัด เช่น การปิด Valve, ปิดรางระบายน้ำ
6) ป้องกันการลุกติดไฟของสารไวไฟที่รั่วไหล เช่น ใช้โฟมดับเพลิงฉีดคลุม
7) สูบถ่ายหรือระบายสารไวไฟออกจากพื้นที่ไปเก็บที่ถังพื้นที่ปลอดภัย

5.8.3 กรณีสารเคมีอันตรายรั่วไหลหรือหกล้น

1) ปิดกั้นพื้นที่ห้ามผู้ไม่เกี่ยวข้องเข้าไปในพื้นที่ แบ่งโซนพื้นที่อันตราย/พื้นที่ปลอดภัย
2) ตรวจสอบข้อมูลสารเคมีที่รั่วไหลหรือหกล้น
3) เลือกใช้อุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมกับชนิดของสารเคมี (HAZMAT Suit, SCBA, respiratory mask)
4) ทำการอุดยั้ง / หยุดการรั่วไหล (contain the leak) โดยวิธีที่เหมาะสม
5) จำกัดขอบเขต ทำให้กลุ่มก๊าซหรือสารเคมีที่รั่วไหล เจือจางด้วยวิธีการที่ปลอดภัย
6) ปฏิบัติตามข้อแนะนำใน SDS หรือเอกสารที่เกี่ยวข้อง เก็บกักและป้องกันไม่ให้มีการแพร่กระจายของสารออกสู่บริเวณกว้างหรือออกนอกโรงงาน
7) ถ้าสารเคมีไม่ได้ขัดเก็บยังพื้นที่ปลอดภัย

<u>หมายเหตุ</u>:ต้องดำเนินการโดยไม่ก่อให้เกิดการระเบิดหรือติดไฟ ซึ่งพิจารณาในด้าน 1) การแพร่กระจายสู่อากาศ 2) การแพร่กระจายสู่แหล่งน้ำ 3) การแพร่กระจายสู่พื้นดิน

5.8.4 การควบคุมเหตุก๊าซพิษ (Toxic Gas) รั่วจากภายนอกและภายในโรงงาน

ในกรณีที่เกิดก๊าซพิษ (Toxic Gas) รั่วจากภายในโรงงาน หรือได้รับผลกระทบจากภายนอก ที่มีระดับเหตุต้องสวมอุปกรณ์ป้องกันที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงาน โดยดำเนินการ ดังนี้

1) ประกาศให้พนักงานที่ได้รับผลกระทบเข้าไปอยู่ภายในอาคาร ให้ปิดประตู หน้าต่าง ช่องทางที่อากาศจากภายนอกสามารถเข้ามาได้ รวมทั้งเครื่องปรับอากาศ และสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคล
2) สวม SCBA หรือหน้ากากป้องกันก๊าซพิษ และใช้เครื่องวัดแก๊สในการตรวจสอบแหล่งที่มาของ ก๊าซพิษ (Toxic Gas) หรือการเข้าระงับเหตุรั่วไหล /หรือสลายกลุ่มแก๊สให้เจือจางโดยใช้น้ำฉีดเป็นฝอยน้ำหรือสร้างม่านน้ำด้วยอุปกรณ์ที่ใช้ฉีดน้ำเป็น water fog หรือ water curtain
3) เฝ้าติดตามการณ์รุนแรง และปิดเครื่องให้พิจารณาสิ่งกีดขวางไปยังพื้นที่ปลอดภัย

5.8.5 การควบคุมเหตุจากกัมมันตรังสี

กัมมันตรังสีที่มีการใช้งานในพื้นที่ของบริษัทสำหรับเครื่องมือวัดแบบใช้สารกัมมันตรังสี (Nuclear Level Instrument: NLI) และการตรวจสอบโดยไม่ทำลาย (Non-Destructive Testing: NDT) ที่ใช้รังสี X-Ray การอบรังสี หรือความเสียหายของท่อและอุปกรณ์ต่างๆ กรณีที่เกิดอุบัติเหตุทำให้ไม่สามารถควบคุมป้องกันแหล่งกำเนิดของรังสีได้ ให้ดำเนินการ ดังนี้

1) ประกาศ แจ้งเหตุการณ์ให้ทราบทั่วทั้งโรงงาน และพื้นที่ภายนอกโรงงานที่อาจจะอยู่ในรัศมีของรังสีสี่ชั่วโมงไปถึง
2) กำหนดพื้นที่อันตรายโดยใช้ survey meter ในการตรวจวัด และปิดกั้นบริเวณห้ามเข้า
3) แจ้งผู้ควบคุมรังสีของบริษัทฯ (PTTGC RSO) และผู้ดูแลรับผิดชอบหรือเป็นผู้ประสานงาน
4) ปฏิบัติตาม P-(Q-TS)-015-(OF): การทำงานกับสารกัมมันตรังสี ข้อ 5.5 กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินและต้องจัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนป้องกันและระงับเอันตรายจากรังสีในภาวะการทำงานปกติ และเหตุฉุกเฉินทางรังสีหรืออุบัติเหตุร้ายแรง อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง
5) ประสานงานกับสำนักงานปรมาณูเพื่อสันติเข้ามาดำเนินการ โทร.089-200-6243, 065-523-5134 (24 ชม.), สายด่วน : 1269

5.8.6 การควบคุมเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นกับโครงสร้างและระบบท่อของบริษัทภายนอกโรงงาน

ให้ Q-SH-CM ของแต่ละพื้นที่ประสานงานกับ หน่วยงาน U-CM-OP และหน่วยปฏิบัติที่เกี่ยวข้อง ในการกำหนดเขตแนวท่อที่รับผิดชอบ จัดเตรียมแผนและข้อมูลในการ

ประสานงานการระงับเหตุ โดยประสานความร่วมมือกับการนิคมฯ หรือหน่วยงานในสังกัดการนิคมฯ ที่เกี่ยวข้องกับการดูแลระบบท่อ จัดทำแผนระงับเหตุ (Pre Incident Plan) และจัดให้มีการฝึกซ้อมตามความเหมาะสม

5.8.6 การควบคุมเหตุอุบัติการณ์ที่เกิดขึ้นกับการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางรถภายนอกโรงงานของแต่ละสายผลิตภัณฑ์ให้ Q-SH-CM ของพื้นที่ที่เกี่ยวข้องประสานงานกับหน่วยปฏิบัติการที่ควบคุมการรับส่งผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องกำหนดขอบเขตความรับผิดชอบ และจัดเตรียมแผนและข้อมูลในการประสานงานการระงับเหตุ โดยประสานความร่วมมือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจัดให้มีการฝึกซ้อมตามความเหมาะสม

5.8.7 การควบคุมเหตุการณ์กรณีมีการข่มขู่วางระเบิดหรือพบวัตถุต้องสงสัย
กรณีมีการข่มขู่วางระเบิดหรือพบวัตถุต้องสงสัย ให้ดำเนินการดังนี้

- แจ้งเหตุถึง VP ของพื้นที่หรือ Plant ที่เกี่ยวข้อง, Shift Manager, ED Duty, Q-SH, Q-SH-CM และ SHE ของพื้นที่ เพื่อทำหน้าที่เป็นทีมประเมิน
- ให้ทีมประเมินร่วมกันประเมินความน่าจะเป็นในการข่มขู่จริง และหากประเมินแล้วเชื่อว่าเป็นการข่มขู่จริงให้สั่งการอพยพผู้อยู่ในพื้นที่อันตรายให้ไปอยู่ในที่ปลอดภัย
- กรณีเป็นเหตุในพื้นที่โรงงานให้ Shift Manager สั่งให้มีการอพยพไปอยู่ในที่ปลอดภัย หากสงสัยว่ามีวัตถุระเบิดจริง และเข้าแผนฉุกเฉิน
- ให้ EM สั่งเตรียมทีมระงับเหตุให้อยู่ในระยะที่ปลอดภัยจากการระเบิดโดยพิจารณาจากขนาดของวัตถุที่สงสัย
- ปรึกษากับ Q-SH-CM เพื่อพิจารณาระยะปลอดภัยร่วมกับเจ้าหน้าที่ EOD หรือพิจารณาจาก Bomb Threat Standoff Distance Chart ของ NCTC
- ปิดกั้นพื้นที่ห้ามผู้ไม่เกี่ยวข้องเข้าใกล้
- หลีกเลี่ยงการใช้วิทยุหรือโทรศัพท์เคลื่อนที่ใกล้พื้นที่ที่สงสัยว่าจะมีวัตถุระเบิด
- ติดต่อประสานงานจนท.ของรัฐ (จนท. ตำรวจหรือหน่วย EOD, Explosive Ordnance Disposal) เพื่อตรวจสอบพื้นที่และเก็บกู้วัตถุต้องสงสัย

5.8.8 การควบคุมเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นภายนอกเขตพื้นที่ทางท่อ
คลังพัสดุ /พื้นที่เก็บสารเคมี/ห้อง lab/หรือพื้นที่นอกเขตทางท่ออื่น ๆให้ Q-SH-CM ประจำพื้นที่ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องพิจารณาประเมินความเสี่ยงและจัดทำแผนฉุกเฉินเฉพาะสำหรับพื้นที่และแผนระงับเหตุ (pre incident plan) และจัดให้มีการฝึกซ้อมตามความเหมาะสม

5.8.9 การควบคุมเหตุการณ์กรณีเกิดเหตุการณ์ด้านไซเบอร์ในระบบเทคโนโลยีเชิงปฏิบัติการ (Operational Technology) ให้ดำเนินการดังนี้

- แจ้งเหตุ X-MN-CS (Plant Control System Maintenance) ของพื้นที่เพื่อทำหน้าที่ในการประเมินเบื้องต้น
- แจ้งเหตุถึง VP ของพื้นที่หรือ Plant ที่เกี่ยวข้อง, Shift Manager, ED Duty, Q-SH, Q-SH-CM, T-KL-IN และ SHE ของพื้นที่ เพื่อทำหน้าที่เป็นทีมประเมินภาพรวม
- ให้ทีมประเมินร่วมกันประเมินหากเหตุการณ์เป็นภัยคุกคามด้านไซเบอร์จริง และหากประเมินแล้วพบว่าเป็นเหตุการณ์ด้านไซเบอร์จริงให้แจ้ง [illegible] (อ้างอิง P-(S-RC-KM)-005 แผนการบริหารจัดการวิกฤตและความต่อเนื่องทางธุรกิจ กรณีเกิดภัยคุกคามด้าน (ไซเบอร์)
- หากจำเป็นให้พิจารณาสั่งการอพยพผู้อยู่ในพื้นที่อันตรายให้ไปอยู่ในที่ปลอดภัย และ/หรือ Shutdown [illegible] เพื่อลดความเสี่ยง

5.9 การปฐมพยาบาล (First Aid)

ให้ FIT Team หรือทีมที่มีหน้าที่ Rescue ช่วยเหลือและเคลื่อนย้ายผู้บาดเจ็บออกจากพื้นที่อันตรายส่งให้หน่วยพยาบาลเพื่อเคลื่อนย้ายผู้บาดเจ็บมาที่จุดคัดกรองผู้บาดเจ็บ (Triage Area) หรือสถานพยาบาล เพื่อทำการปฐมพยาบาลหรือคัดกรองผู้บาดเจ็บ ในกรณีที่ไม่สามารถเคลื่อนย้ายผู้บาดเจ็บได้จำเป็นต้องปฐมพยาบาลให้เลือกจุดที่ปลอดภัยที่ใกล้ที่สุดโดยพิจารณาร่วมกับ OC

กรณีมีผู้ประสบภัยจำนวนมากให้ SHE Co. Duty ติดต่อเรียก SHE Engineers ของ Plant ในสายงานเดียวกันหรือจากส่วนกลาง เข้ามาช่วยที่จุด Triage Area ตามแผนปฏิบัติของงานพยาบาล (P-(Q-EH-OH)-013 Medical Emergency Response Plan) และแผนแพทย์กำหนดของสำนักงานสาธารณสุขจังหวัดระยอง

5.10 การอพยพ

5.10.1 Area Wardens

ให้ VP ทุกสังกัดมอบหมายพนักงานในสังกัดเป็น Area Warden ประจำพื้นที่ที่มีพนักงานสังกัดนั้นๆปฏิบัติงานอยู่ และให้ Q-SH-CM จะพิจารณาจัดรายชื่อผู้ที่ได้รับมอบหมายจาก VP มาทำหน้าที่เป็น Area Warden หลักและสำรองประจำอาคารหรือพื้นที่สำนักงาน และผู้ทำหน้าที่ Assembly Controller โดยจัดหมุนเวียนตามความเหมาะสม รายละเอียดแจ้งส่งบริษัทฯ ที่ พป.075/2558

5.10.2 การปฏิบัติ

การอพยพและตรวจนับยอด เมื่อมีสัญญาณแจ้งเหตุฉุกเฉิน ให้ปฏิบัติ ดังนี้

- ให้ผู้ปฏิบัติงานหยุดปฏิบัติงานเปิดสวิตช์อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้า, ถังก๊าซ และเครื่องมือต่าง ๆ ที่เปิดใช้งาน และอพยพไปยังจุดรวมพล หรือให้ไปรวมยังห้องหลบภัยที่กำหนดในกรณีก๊าซพิษรั่ว ตามที่มีการประกาศแจ้งให้ปฏิบัติ
- ให้ Area Wardens ทำหน้าที่ตรวจสอบพื้นที่ที่ได้รับมอบหมายให้บุคคลหยุดปฏิบัติงาน/ปิดสวิตช์อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้า, ถังก๊าซ และเครื่องมือต่าง ๆ ที่เปิดใช้งาน และอพยพไปยังจุดรวมพล หรือให้ไปรวมยังห้องหลบภัยที่กำหนดในกรณีก๊าซพิษรั่ว
- ให้ Assembly Controller หรือ Area Warden ตามโซนที่ควบคุม จัดระเบียบการรวมพลและตรวจสอบผลการนับยอดของแต่ละกลุ่ม แล้วสรุปผลการตรวจนับยอดไปยัง ECC โดยแจ้ง MC1 หรือผู้ประสานงานของ ECC
- ให้หัวหน้างานของพนักงานและผู้รับเหมาตรวจสอบจำนวนบุคคลในบังคับบัญชาของกลุ่มงาน ตลอดจนผู้ที่อยู่ในการดูแล เช่น นักศึกษาฝึกงาน ผู้มาติดต่อ ฯลฯ รายงานยอด/การขาดหายไปให้ Assembly Controller ทราบ
- ให้ ED และ/หรือ EM เป็นผู้พิจารณาหากจำเป็นต้องให้ผู้อพยพเคลื่อนย้ายออกจากจุดรวมพลภายในโรงงาน /บริษัทฯ ไปยังพื้นที่ปลอดภัยนอกโรงงานตามที่เห็นสมควร
- ให้ Assembly Controller /Area Warden ติดตามสถานการณ์จาก EM กรณีเหตุฉุกเฉินระดับ 1 หรือจาก ECC กรณีฉุกเฉินระดับ 2 และ 3 เพื่อให้ทราบสถานการณ์และการปฏิบัติสำหรับผู้ที่อยู่ในที่จุดรวมพล โดยติดต่อผ่านศูนย์สื่อสาร หรือ MC1

<u>หมายเหตุ</u> กรณีที่ต้องอพยพประชาชนออกนอกพื้นที่โรงงานให้แจ้งผู้มีอำนาจตามมาตรา 28 แห่งพระราชกฤษฎีกาป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย พ.ศ.2550 เป็นผู้สั่งอพยพ

5.11 **ศูนย์ประชาสัมพันธ์**

ให้ SCB และ/หรือ EVP/SVP สายงานที่เกิดเหตุ เป็นผู้พิจารณาทำเลสถานที่ตั้งของศูนย์ประชาสัมพันธ์ที่จะจัดเป็นศูนย์กลางการดำเนินการเกี่ยวกับงานประชาสัมพันธ์เหตุฉุกเฉิน

จัดทำข่าว แถลงข่าว และให้การต้อนรับสื่อมวลชนและหน่วยงานราชการ โดยมีสังกัด ED และพนักงานหน่วยงาน SC-CB ที่ปฏิบัติหน้าที่เวรอำนวยการ ให้ประสานงานกับ Service Co. จัดเตรียมอุปกรณ์สื่อสาร สิ่งอำนวยความสะดวกต่าง ๆ ได้แก่ โทรศัพท์ internet, โทรสาร เครื่องถ่ายเอกสารและสิ่งจำเป็นตามความจำเป็นสำหรับศูนย์ประชาสัมพันธ์

ผู้มีอำนาจหน้าที่ในการแถลงข่าวและรายละเอียดการดำเนินงานตาม P-(SC-CB)-001 คู่มือการสื่อสารในภาวะวิกฤต สำหรับ สายงานกิจการองค์กร กรณีเหตุฉุกเฉินระดับ 3 และ CEO ประกาศภาวะฉุกเฉินและภาวะวิกฤต จะมีการจัดตั้งศูนย์บริหารภาวะวิกฤตห้อง CMC ชั้น 5, RO และห้อง CBC (M-1802) ชั้น 18, EnCo ตามแผนฉุกเฉินบริหารการจัดการภาวะฉุกเฉินและภาวะวิกฤต โดย SCB จะทำหน้าที่เป็นหัวหน้าทีมสื่อสารในภาวะวิกฤต

5.12 **การติดต่อสื่อสาร**

5.12.1 การสื่อสารภายในบริษัทฯ แนวทางการติดต่อสื่อสารภายในบริษัทฯ

1) วิทยุสื่อสาร
2) โทรศัพท์ภูมิเดิม
3) ระบบประกาศเสียงตามสาย (Public Addressing, PA)
4) Intercom
5) ระบบแจ้งข่าวสารทางโทรศัพท์มือถือ (SMS), Lines
6) VDO Conference ระหว่าง ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุ ห้อง CMC, RO และห้อง CBC, ชั้น 18 EnCo

5.12.2 การสื่อสารกับหน่วยงานภายนอกบริษัทฯ

1) โทรศัพท์ และ/หรือ แฟกซ์
2) วิทยุสื่อสารของงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย จ.ระยอง

5.13 **การปฏิบัติการร่วมกับหน่วยงานภายนอก**

เมื่อมีการประกาศภาวะฉุกเฉินระดับ 3 แล้ว ED หรือ EM จะสั่งการให้พนักงานสื่อสารขอกำลังสนับสนุนจากภายนอกได้แก่ กลุ่ม EMAG และหน่วยงานราชการ กบอ. เทศบาล และ ปภ. โดยในการปฏิบัติงานร่วมกับหน่วยงานภายนอกจะมี MC เป็นผู้ประสานงาน และ OC ของบริษัทฯ เป็นผู้สั่งการ ณ จุดเกิดเหตุ และควบคุมการปฏิบัติร่วมกับ OC ของหน่วยงานภาครัฐฯ โดยหน่วยงานราชการเป็นผู้มีอำนาจตามกฎหมาย

กรณีภาครัฐจัดตั้ง ศูนย์บัญชาการเหตุการณ์ของทางราชการ (ศบฉ.จ./อ.) แล้วให้ ED (EVP/SVP) มอบหมายตัวแทนไปให้ข้อมูลและประสานงานกับศูนย์ฯ ของทางราชการ

5.14 **การส่งมอบภารกิจ**

เมื่อผู้ที่มีหน้าที่ตามโครงสร้างองค์กรตอบโต้ภาวะฉุกเฉินมาถึงยังพื้นที่รับผิดชอบ ให้ผู้ที่ปฏิบัติหน้าที่เดิมอยู่ก่อน ส่งมอบการกิจและการบังคับบัญชาตามบทบาทหน้าที่เกี่ยวข้อง โดยให้มีการชี้แจงสรุปข้อมูลที่จำเป็นให้ทราบดังนี้

1) สรุปเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ข้อมูลสารเคมี ตำแหน่งที่องจุดที่เกิดเหตุ สถานการณ์และแผนการปฏิบัติ
2) รายละเอียดเกี่ยวกับคนเจ็บหรือคนที่ยังติดอยู่ในเหตุการณ์
3) การปฏิบัติการที่ดำเนินการไปแล้วในช่วงแรกของเหตุการณ์ (Initial Response)
4) ตำแหน่งที่ยืนอยู่ของเจ้าหน้าที่ชุดปฏิบัติการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน
5) อื่นๆ ที่สำคัญ

5.15 **การยกเลิกภาวะฉุกเฉิน**

เมื่อควบคุมสถานการณ์ทั้งหมดได้แล้ว ให้ OC ประเมินสถานการณ์พื้นที่เกิดเหตุและรายงานไปยัง EM เพื่อพิจารณาอีกครั้งก่อนตัดสินใจยกเลิกภาวะฉุกเฉินหรือรายงานให้ ED พิจารณาสั่งการยกเลิกภาวะฉุกเฉิน การยกเลิกภาวะฉุกเฉิน ให้ดำเนินการ ดังนี้

1) EM ประกาศยกเลิกภาวะฉุกเฉิน โดยใช้ระบบเสียงตามสายหรือทางวิทยุ และสัญญาณเสียงกลับสู่ภาวะปกติ
2) EM แจ้งศูนย์สื่อสารให้ส่ง SMS แจ้งผู้เกี่ยวข้องทราบ
3) EM แจ้งทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉินที่มีความจำเป็นต้องเตรียมพร้อมให้อยู่ Stand by
4) ED ให้ผู้ปฏิบัติหน้าที่ใน ECC แจ้งผู้เกี่ยวข้องทราบตามบทบาทหน้าที่ ได้แก่ EMCC และนิคมต้นสังกัด. ศูนย์สื่อสาร ปตท. ชุมชน สื่อมวลชน การท่าอากาศยานของค์กร และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ ทราบ ฯลฯ และให้ศูนย์สื่อสารส่ง SMS แจ้งกลุ่ม Duty Team, Plant ERT, GMC, Q-SH-CM+Q-SH, SC-CB/SC-SR/C-CG/F-CF, VP1 และชุมชนใกล้โรงงาน

5.16 **การเริ่มการผลิตหลังภาวะฉุกเฉิน**

ก่อนจะเริ่มเดินเครื่องใหม่หลังภาวะฉุกเฉินให้พิจารณาถึงเรื่องต่างๆ ที่เกี่ยวข้องได้แก่ สภาพความเสียหายของสถานที่เกิดเหตุ การทำความสะอาดโรงงาน การเคลื่อนย้ายสิ่งของและ

อุปกรณ์ต่างๆ ออกจากโรงงาน การซ่อมและบำรุงอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ชำรุดเสียหาย ความพร้อมของอุปกรณ์การป้องกันอัคคีภัย และความจำเป็นที่ต้องมีการตรวจสอบสวนพิสูจน์หลักฐาน

การตัดสินใจเดินเครื่องใหม่ในกรณีที่เกิดความเสียหายไม่รุนแรงเป็นอำนาจของผู้บริหารสายงานที่เกี่ยวข้อง เมื่อได้รับข้อมูลและความเห็นจากหน่วยปฏิบัติการผลิต หน่วยบำรุงรักษา หน่วยงาน Q-SH และหน่วยวิศวกรรม

5.17 **การฟื้นฟูและบรรเทาทุกข์หลังการเกิดเหตุฉุกเฉิน**

กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินที่รุนแรง ทำให้อุปกรณ์เสียหายสูง มีผู้บาดเจ็บ หรือเสียชีวิต และโรงงานต้องหยุดเดินเครื่อง ส่งผลกระทบกับความต่อเนื่องในการดำเนินธุรกิจของบริษัท หรือเป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ให้ท่าน/ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ พิจารณาประเด็นปัญหาที่เกี่ยวข้องและแต่งตั้งคณะกรรมการ หรือคณะทำงานตามความเหมาะสม เพื่อฟื้นฟูสภาพความเสียหาย ได้แก่ การฟื้นฟูสภาพเครื่องจักรอุปกรณ์ การฟื้นฟูสภาพแวดล้อม การฟื้นฟูสภาพจิตใจของพนักงาน และผู้ที่เกี่ยวข้อง ดูรายละเอียดแนวทางการฟื้นฟูเพิ่มเติมในภาคผนวก ข้อ 8.8 สำหรับประเด็นปัญหาด้านการจัดหาผลิตภัณฑ์ให้กับลูกค้าตามสัญญาในช่วงที่โรงงานไม่สามารถเดินเครื่องได้ตามปกติให้พิจารณาตามแผนความต่อเนื่องทางธุรกิจของสายงานที่เกี่ยวข้อง

5.18 **การรายงานและการสอบสวน**

เพื่อให้มีการสอบสวนหาสาเหตุของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นเพื่อหามาตรการการป้องกันการเกิดเหตุซ้ำขึ้นอีกและติดตามแก้ไขปัญหาที่เป็นผลกระทบจากเหตุที่เกิดขึ้น ให้หัวหน้ากะหรือหัวหน้าหน่วยของพื้นที่มีเหตุดำเนินการดังนี้

- จัดทำรายงาน (Incident Report) เพื่อให้มีการดำเนินการสอบสวน (Incident Investigation) ตามกระบวนการ
- รายงานผู้บังคับบัญชาและผู้บริหารให้ทราบตามลำดับขั้น

และให้ผู้บริหารของโรงงาน/พื้นที่ที่เกิดเหตุ เชิญผู้เกี่ยวข้อง (แล้วแต่กรณี) ร่วมพิจารณารายละเอียดและประเด็นที่เกี่ยวข้องซึ่งอาจต้องรายงานหรือชี้แจงสรุปเหตุการณ์ให้หน่วยงาน

ราชการทราบ หรือเพื่อเตรียมการสำหรับการรับตรวจหรือสอบสวน โดยหน่วยงานภายนอกที่อาจเกี่ยวข้องดังนี้

1) การชี้แจงสรุปให้ กนอ. และ/หรือหน่วยงานภาครัฐฯ ที่เกี่ยวข้องทราบ
2) การสอบสวนของเจ้าหน้าที่ตำรวจในเขตท้องที่รับผิดชอบ
3) การสอบสวนและตรวจสอบของบริษัทประกันภัย
4) การสอบสวนและตรวจสอบของกรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม
5) การสอบสวนและตรวจสอบของกรมควบคุมมลพิษ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (กรณีส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม)
6) การแจ้งการเกิดอุบัติภัยร้ายแรง หรือลูกจ้างประสบอันตรายจากการทำงานตามมาตรา 34 วรรคสอง แห่งพระราชบัญญัติความปลอดภัยอาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2554 ตามแบบ สปร. 5
7) การสอบสวนและตรวจสอบของกรมสวัสดิการคุ้มครองแรงงาน กระทรวงแรงงาน
8) อื่นๆ ที่อาจมี

5.19 **การฝึกซ้อม และการฝึกอบรม**

ให้ Q-SH-CM และ H-DV-TR เป็นผู้ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจัดให้มีการฝึกอบรมให้กับพนักงานเพื่อเตรียมการรองรับภาวะฉุกเฉิน ดังนี้

5.19.1 พนักงานใหม่

พนักงานใหม่จะต้องได้รับการฝึกอบรมขั้นพื้นฐาน รับการชี้แจงให้ทราบถึงแนวทาง และวิธีการปฏิบัติในกรณีเหตุฉุกเฉินก่อนการเริ่มทำงานภายในบริษัทฯ

5.19.2 พนักงานปฏิบัติการ

- พนักงานผู้ปฏิบัติการผลิต/FIT จะต้องได้รับการฝึกอบรมเทคนิคการผจญเพลิง และการดับเพลิงขั้นก้าวหน้า และฝึกทบทวนการดับเพลิงขั้นก้าวหน้าอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง
- ผู้ทำหน้าที่ OC และ EM จะต้องได้รับการฝึกอบรมเทคนิคการผจญเพลิง การดับเพลิงขั้นก้าวหน้า การสั่งการดับเพลิง และฝึกทบทวนการดับเพลิงขั้นก้าวหน้าอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

5.19.3 การซ้อมแผนควบคุมภาวะฉุกเฉิน

ให้หน่วยงาน Q-SH-CM ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องวางแผนและฝึกซ้อมแผนควบคุมภาวะฉุกเฉินให้กับผู้มีหน้าที่เกี่ยวข้องมีความรู้ความเข้าใจในแผนควบคุมภาวะฉุกเฉิน ดังนี้

- ในแต่ละปีให้จัดให้มีการฝึกซ้อมระดับ 1 ให้ครบทุกกะของแต่ละหน่วยผลิต
- ในแต่ละโรงงานให้จัดให้มีการฝึกซ้อมระดับ 2 อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง
- จัดให้การฝึกซ้อมดับเพลิงและผจญเพลิงให้สอดคล้องตามที่กฎหมายกำหนด
- จัดให้มีการฝึกซ้อม Tabletop Exercise สำหรับ Emergency Duty Team เพื่อฝึกซ้อมการติดต่อและประสานงานสนับสนุนการควบคุมภาวะฉุกเฉินตามความเหมาะสม
- กรณีฝึกซ้อมระดับ 2 ให้จัด Plant ERT ร่วมฝึกซ้อมโดยรับหน้าที่ต่อต่อ Emergency Duty Team โดยให้ฝึกปฏิบัติเสมือนจริง

5.19.4 การทดสอบสัญญาณแจ้งเหตุฉุกเฉิน

ให้ผู้มีหน้าที่รับผิดชอบทำการทดสอบสัญญาณแจ้งเหตุในวันศุกร์สัปดาห์ละ 1 ครั้งเวลา 11:30 น. และการประกาศตามแผนผังการปฏิบัติในแต่ละพื้นที่

5.20 **การตรวจตรา และการตรวจสอบพื้นที่**

ให้หน่วยงาน SHE ประจำพื้นที่ มีหน้าที่ในการตรวจตรา เพื่อส่งเสริมการป้องกันหรือลดโอกาสไม่ให้เกิด incidents ที่ทำให้เกิดการรั่วไหลของสารเคมี /สารไวไฟ หรือเกิดเพลิงไหม้ ให้พนักงานได้มีส่วนร่วม ตระหนักในการตรวจสอบพื้นที่เพื่อป้องกันการเกิด incidents เช่น การจัดทำโครงการ/แผนงานส่งเสริมการตรวจความปลอดภัยกระบวนการผลิต (PSM), การเดินตรวจสอบความปลอดภัย (SWO), การจัดทำกิจกรรม 5 ส. การฝึกอบรมความปลอดภัย, การจัดทำสื่อ Safety News และ Lesson Learn หรือการประชุมกลุ่ม เป็นต้น

5.21 **การปรับปรุงแก้ไข**

ให้ Q-SH-CM เป็นผู้รับผิดชอบในการดำเนินการแก้ไขปรับปรุงขั้นตอนการดำเนินงานการควบคุมภาวะฉุกเฉินให้ทันสมัยหากมีข้อกฎหมายใหม่หรือกรณีที่มีการปรับโครงสร้างองค์กรที่มีผลกระทบถึงภาระหน้าที่ความรับผิดชอบของหน่วยงานชื่อหน่วยงาน หรือ ชื่อตำแหน่งงานหน่วยงานต่างๆ ต้องดำเนินการทบทวนปรับปรุงแก้ไขเอกสารควบคุมให้แล้วเสร็จภายใน 3 เดือน หรือตามเหตุเฉพาะกาลของบริษัทฯ

6. ภาคผนวก

6.1 คำจำกัดความ

กอปภ.	กองอำนวยการป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย
ผอ.จังหวัด	ผู้อำนวยการจังหวัด ในเขตจังหวัดระยองหมายถึงผู้ว่าราชการจังหวัดระยอง
ผอ.อำเภอ	ผู้อำนวยการอำเภอ ในเขตอำเภอเมืองระยองหมายถึงนายอำเภอเมืองระยอง
ผอ.ท้องถิ่น	ผู้อำนวยการท้องถิ่น ในเขตเทศบาลเมืองมาบตาพุดหมายถึงนายกเทศมนตรีมาบตาพุด
ปภ.	ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยในจังหวัดระยองหมายถึงความถึงสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดระยอง
ภาวะฉุกเฉิน	สภาวะที่เป็นอันตราย หรือสภาวะที่มีอันตรายแฝงสูงเมื่อเกิดขึ้นไปสามารถควบคุมได้ในทันที ซึ่งก่อหรืออาจก่อให้เกิดอันตรายต่อบุคคล ทรัพย์สิน หรือสิ่งแวดล้อมอย่างร้ายแรงได้เช่นก๊าซรั่วไฟรั่ว / เพลิงไหม้ /หรือการระเบิด ก๊าซพิษรั่วสารไวไฟ / สารเคมีรั่วไหลหกล้น และรังสีรั่วไหล
ศนก.จ/อ.	ศูนย์ปฏิบัติการเหตุฉุกเฉินจังหวัด / อำเภอ
ศูนย์ปฏิบัติการฉุก/ฉินท้องถิ่น	ศูนย์ปฏิบัติการฉุกเฉินขององค์การบริหารส่วนตำบล/เทศบาล
เหตุการณ์ผิดปกติ	อุบัติการณ์ที่อาจก่อให้เกิดภัยขึ้นภายในโรงงานและส่งผลกระทบเฉพาะในของเขตพื้นที่โรงงาน ซึ่งไม่ลุกลามและสามารถแก้ไขหรือควบคุมได้ในเวลาจำกัด เช่น เหตุการณ์ไฟหกปนเปื้อน เสียงดัง ควันดำ หรืออุบัติการณ์อื่น ๆ (ตามที่ระบุในประกาศของกนอ.)
Area Warden	ผู้นำหน้าที่ตรวจสอบพื้นที่เมื่อเหตุฉุกเฉิน
Assembly Controller	ผู้ทำหน้าที่ควบคุม จัดระเบียบการรวมพลและตรวจสอบผลการตรวจนับยอดผู้อพยพ

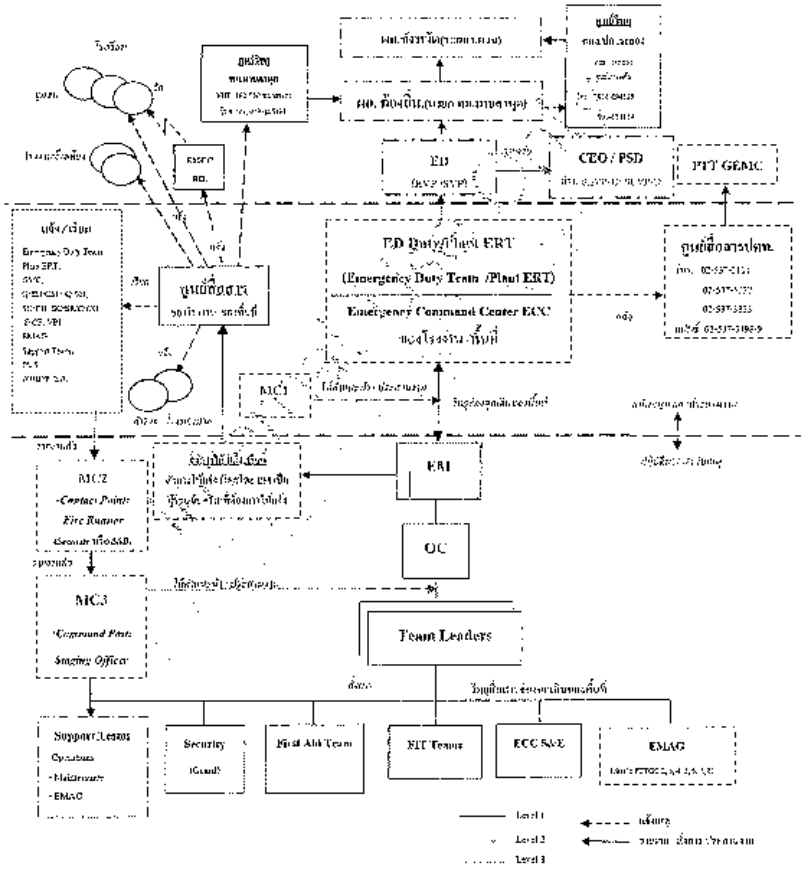
CBC	ศูนย์บริหารความต่อเนื่องธุรกิจและภาวะวิกฤต (Crisis & Business Continuity Management Center
CCB	อาคารควบคุมการผลิต (Central Control Building)
CCR	ห้องควบคุมการผลิต(Central Control Room)
CMC	ศูนย์บริหารจัดการภาวะวิกฤต (Crisis Management Center)
Command Post	ที่บัญชาการเหตุการณ์หน้าจุดเกิดเหตุ เป็นพื้นที่ที่ปลอดภัยใกล้กับจุดเกิดเหตุซึ่ง OC ใช้ประชุมวางแผนและสั่งการปฏิบัติ และใช้เป็นจุดรวมพลสำหรับใกล้จุดเกิดเหตุซึ่ง MC3 เป็นผู้ประสานงาน
Contact Point	จุดนัดพบที่กำหนดไว้สำหรับให้ผู้ประสานงานเหตุฉุกเฉิน (MC2) รถประสานงานกับทีมสนับสนุนจากหน่วยงานภายนอก ก่อนที่ Fire Runner จะนำเข้าไปที่จุดเกิดเหตุ
CSR	หน่วยงานบริหารกิจการเพื่อสังคม
Duty Team	Emergency Duty Team, ผู้บริหารหรือพนักงานที่บริษัทฯ ที่มีหน้าที่เข้าเวรพร้อมอำนวยการ ประสานงาน และสนับสนุนการควบคุมเหตุฉุกเฉิน
ECC	Emergency Command Center -ECC, ศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน
ECC S&E	ทีมสนับสนุนการดับเพลิงและกู้ภัยของบริษัท NPC S&E ซึ่งอยู่กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอลเคมิคอล จำกัด (มหาชน) เป็นทีมสนับสนุนการดับเพลิงและกู้ภัยของบริษัทฯ
ED	ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉินของโรงงาน (Emergency Director)
ED Duty	ผู้บริหารที่เข้าเวรพร้อมอำนวยการควบคุมเหตุฉุกเฉิน
EIMS	โปรแกรมรายงานข้อมูลการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤต (Emergency Incident Management System)
EM	ผู้จัดการภาวะฉุกเฉินของโรงงาน (Emergency Manager)

EMAG	กลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมที่ตกลงช่วยกันกรณีมีเหตุฉุกเฉิน(Emergency Mutual Aid Group)
EMCC	ศูนย์เฝ้าระวังและควบคุมคุณภาพสิ่งแวดล้อม ที่ตั้งอยู่ ณ สนง.นิคมฯ อุตสาหกรรมมาบตาพุด (Environment Monitoring Control Center)
Emergency Response Team	หมายถึง Plant ERT และ Emergency Duty Team
ER Duty	ผู้จัดส่วน SHE, Q-SH-CM และ พนักงาน Q-SH-CM ที่ปฏิบัติหน้าที่ Emergency Duty Team
Fire Runner	ผู้ทำหน้าที่นำเครื่องสนับสนุนจากหน่วยงานภายนอกเข้าไปรายงานตัวกับ OC หรือ MC3 ที่จุดเกิดเหตุ
FIT	ทีมระงับเหตุเบื้อง (First Intervention Team)
FIT-A	FIT Team ของโรงงานที่เกิดเหตุ จัดจากกำลังพลภายในกะที่กำลังปฏิบัติงานโดย Shift Manager หรือ Shift Supervisor
FIT-B	FIT Team-Backup จากโรงงานที่ไม่ได้เกิดเหตุฯ จัดจากกำลังพลภายในกะที่กำลังปฏิบัติงานของหน่วยงาน Q-SH-CM
FIT-C	FIT Team-Off Shift ของโรงงานที่เกิดเหตุเป็นกำลังสำรองที่เรียกจากพนักงานกะหยุด
FTD	Fire Truck Driver
GEMC	ศูนย์จัดการเหตุฉุกเฉิน "กลุ่ม ปตท." (PTT Group Emergency Management Center)
IEAT	นิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย(Industrial Estate Authority of Thailand)
IEAT-MTP	นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด (Map Ta Phut Industrial Estate)
MC	ผู้ประสานงานเหตุฉุกเฉิน (Mutual Aid Coordinator)
MCB	อาคารควบคุมการผลิตพื้นที่ ARO1 (Main Control Building)

MCBA	อาคารควบคุมการผลิตพื้นที่ ARO2 (Main Control Building)
OC	ผู้สั่งการ ณ ที่เกิดเหตุ (On Scene Commander)
Operational Technology (OT System)	เทคโนโลยีเชิงปฏิบัติงาน คือ ฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ที่ใช้ในระบบควบคุมอุตสาหกรรม เช่น DCS, ESD, PLC และ SCADA เป็นต้น ซึ่งเป็นเครื่องมือที่เป็นหัวใจหลักของโรงงานอุตสาหกรรมที่สำคัญ
OSRP	Oil Spill Response Plan/Contingency Plan
Plant ERT	Plant Emergency Response Team เป็นคณะผู้บริหารของหน่วยปฏิบัติการที่มีหน้าที่ตอบโต้ภาวะฉุกเฉินของโรงงานที่เกิดเหตุ
Q-SH-CM	หน่วยงานบริหารความมั่นคงและภาวะฉุกเฉิน
RIL	นิคมอุตสาหกรรม อาร์ ไอ แกล
RSO	เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยทางรังสี (Radiation Safety Officer)
SM	Shift Manager
SMS	ระบบข้อความสั้น (Short Message System)
SS	Shift Supervisor
Triage Area	จุดคัดกรองผู้บาดเจ็บที่ได้รับการช่วยเหลือลงมาจากจุดเกิดเหตุ

6.2 ข้อมูลสำหรับการสื่อสาร

6.2.1 ผังการสื่อสารและประสานงาน



6.2.2 หมายเลขโทรศัพท์ศูนย์สื่อสารและ Emergency Command Center

ศูนย์สื่อสาร /หน่วยงาน	โทรศัพท์-ศูนย์สื่อสาร	โทรสาร ECC	โทรศัพท์ ECC
CBC, EnCO M1802	8281 (ห้องควบคุม)	ใช้โทรสารติดตั้ง	8265 (ห้องประชุม)
CMC, RO (คลาร์ดนี่)	4789 (ห้องควบคุม)	038-994114	4116 (ห้องประชุม)
RO Security Center	038-994495, 4003, 4402, 4404	-	-
I-1 (ศูนย์ดับเพลิง)	5199	038-975294	5126
I-1 (ศูนย์รูราฟา)	5455		-
I-4	5755, 5799	038-975179	5755, 5700
ARO 1 (I-20)	2222, 2322	038-972094	2257
ACF1 (I-17)	2222, 2322	038-972076	2552
ARO 2 (RIL)	3333, 3045	038-973353	3333, 3045, 3352,
REP	1190,1191	038-971208	1201, 1204, 1206
BTF	5107, 5108	038-975155	5101, 5150, 5130
PETGC 11	6274, 6273, 6292	038-9762881	6274, 6273, 6292
BPE	6868, 6870	038-976884	6934, 6972
GCS	6868, 6870 (ผ่านศูนย์สื่อสาร BPE)	038-976601	6695, 6622
GCG	7004, 7022	038-977003	7004, 7022
PPCL	038-643807, 3807, Fax: 038-643809	038-643908	038-643885
ECC S&E	7799, 7614, 7615	038-687677	7799, 7614, 7615
กายอ. (EMCC)	038-683933, 081-7323485	033-047041-2	
นิคม RIL	038-937911, 081-7231679	038-915316	-
นิคม WHA	038-683960, 038-687960, 089-0953603	038-017496	-
สภอ.	038-687810, 098-8452426	038-683176	
เทศบาล	038-685191, 038-608983	-	-
ปภ.จังหวัด	038-694120, 038-684134	-	-
ปตท. (ศูนย์สื่อสาร)	02-5373111, 02-5373222, 02-5373333, 081-9353134, 3222, 3333, 3444, 35555	02-5373498-9	-
ปตท. (SSHE Duty)	089-9696835	-	-

6.2.3 กลุ่มการแจ้งเหตุ

กลุ่ม	เกิดเหตุผิดปกติ หรือเหตุฉุกเฉินภายใน	เกิดเหตุผิดปกติ หรือเหตุฉุกเฉินภายนอกโรงงาน*
Emergency Duty Team	SMS	SMS
Plant ERT Group	SMS	SMS
GMC (Group Management Committee)	SMS	SMS
Q-SH-CM + Q-SH	SMS	SMS
SC-CB, SC-SR, C-CG, F-CF	SMS	SMS
VP1 Group	SMS	SMS
Community (ชุมชนใกล้โรงงาน)	แจ้งโดย CSR	-
ศูนย์สื่อสาร ปตท.	FAX	-
กบอ. EMCC, RIL, เทศบาลฯ, สทร.	FAX หรือโทรศัพท์	-
พนักงานในโรงงาน	ประกาศ PA	ประกาศ PA
พนักงานเที่ยว / ไม่อยู่ในสำนักงาน	Email โดย HR(2)	Email โดย HR(2)
สื่อมวลชน	Press Release, โดย SC-CB	-
Board of Director	Press Release, โดย C-CG	-
Analyst Investor SET	Press Release, โดย F-CF	-
Government Authorities	Press Release, โดย SC-EX	-

หมายเหตุ

1) SMS โดยใช้ข้อความมาตรฐานที่กำหนดไว้สำหรับแต่ละเหตุการณ์ ส่งโดยพนักงานสื่อสาร
2) Press Release หมายถึง ข้อความสำหรับ press release ที่ร่างโดย SC-CB Duty ซึ่งได้รับการเห็นชอบโดย ED และอนุมัติโดย CEO หรือผู้ที่ได้รับมอบหมาย
3) ข้อความสำหรับเหตุที่เกิดภายในที่เชื่อถึงพนักงานผ่าน all mail boxes โดย HR ต้องได้รับความเห็นชอบจาก HOE หรือผู้ที่ได้รับมอบหมาย สำหรับเหตุภายนอกที่มีสื่อมวลชนขอให้ SC-CB (Duty) ตรวจสอบความแม่นยำและสอบถามข้อความก่อนการสื่อสารออกไป
4) กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุฉุกเฉินภายนอกโรงงานศูนย์สื่อสารของพื้นที่ I-1 จะทำหน้าที่ตรวจสอบข้อมูลและส่ง SMS แจ้งเหตุ
5) VP1 Group ได้แก่ VP กลุ่มที่หมุนเวียนการทำหน้าที่ ED Duty และ VP ที่เกี่ยวข้องกับการสนับสนุนการควบคุมเหตุฉุกเฉิน (SC-SR, SC-CB, H-OS, H-BP, PM-P1, PM-P2, SC-EX, H-GA)

6.2.4 แบบรายงานเหตุฉุกเฉินกลุ่ม ปตท.

Emergency Incident Report

ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม

NO. _____

ถึง ผู้จัดการฝ่ายความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม ปตท โทร (SSHE Corporate)

แฟกซ์: 0-2537-3498-9 โทร 0-2537-3191, 3222, 3333 หรือ 3555 หรือ 087-9355134 (ศูนย์สื่อสาร ปตท.) และ 089-9996595 (SSHE Duty)

จาก _____

บริษัท _____ โทร _____ แฟกซ์ _____

รายละเอียดของเหตุการณ์

1 ลำดับเวลาของเหตุการณ์ โดย (วัน เดือน ปี และเวลา ตามที่ทราบ)

2 ลักษณะของเหตุการณ์ไฟไหม้ ระเบิด / สารพิษ / แจ้งการณ์

3 การบาดเจ็บและเสียชีวิต

บุคคล	จำนวนผู้เสียชีวิต	จำนวนผู้บาดเจ็บ	จำนวนผู้สูญหาย
Employee			
ผู้รับเหมา			
อื่นๆ			
อื่นๆ			

สถานที่เจ็บหายสูญ และสาเหตุ

4 การเยียวยาเบื้องต้น

ชนิดและลักษณะการกระทำ

ปริมาณและการกระจายของ

ปริมาณ

ระยะห่างระหว่างเหตุเบื้องต้น ครั้งต่อ ๆ ไป และที่สถานการณ์เปลี่ยนไป

ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับผู้ป่วย

5 การแจ้งให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

6 สิ่งที่จะดำเนินการต่อไป

ลงนาม _____ วันที่ ___ / ___ / ___ เวลา _____

( )

6.2.5 แบบรายงานแจ้งเหตุการณ์ผิดปกติ / เหตุฉุกเฉินเบื้องต้นของ กนอ.

แบบรายงานแจ้งเหตุการณ์ผิดปกติ /เหตุฉุกเฉิน เบื้องต้น
ของผู้ประกอบการพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมและท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด

สำหรับโรงงาน/สถานประกอบการ
รายงานภายใน 30 นาที หลังเกิดเหตุ

เรียน ผู้อำนวยการศูนย์เฝ้าระวังและควบคุมคุณภาพสิ่งแวดล้อม (EMCC)
สำเนาเรียน ☐ กอ. สนม. ☐ ฝอ. สทร.
ขอรายงานแจ้งเหตุการณ์ผิดปกติ /เหตุฉุกเฉิน เบื้องต้น ดังนี้

ลักษณะเหตุการณ์
☐ ไฟไหม้ ☐ ระเบิด ☐ ก๊าซ/สารเคมีรั่วไหล ☐ น้ำมันหกรั่วไหล ☐ อื่นๆ ระบุ .....

ชื่อโรงงาน/บริษัท ที่เกิดเหตุ ..... เมื่อวาน.....

ทราบเหตุเมื่อ
☐ เล็กน้อย ☐ ปานกลาง ☐ มาก ☐ อื่นๆ.....

เหตุการณ์เบื้องต้น (ระบุเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นคร่าวๆ เกิดอะไร ที่ไหน ผลกระทบ/ความเสี่ยง)
วันที่เกิดเหตุ..... เวลา.....น.
เหตุการณ์เบื้องต้น .....

ชื่อผู้แจ้ง (ตัวบรรจง) ..... ตำแหน่งหรือชื่อที่ติดต่อกลับได้ .....

ศูนย์สื่อสารและรับแจ้งเหตุ
☐ สนง.EMCC Fax.0-3304-7041 Fax. 0-3868-3941 โทร.0-3868-3933 มือถือ 0-81732-3486 Line ID: adminemcc
☐ สนม. Fax. 0-38017-496 โทร.0-3868-5776

สำหรับ เจ้าหน้าที่ศูนย์เฝ้าระวังและควบคุมคุณภาพสิ่งแวดล้อม (EMCC)
ผู้รับแจ้งเหตุ (ตัวบรรจง) : ..... เวลาที่รับแจ้ง .....น.
การดำเนินการ
☐ แจ้งเจ้าหน้าที่ EMC ☐ รายงาน ผอ. ทราบ.....
☐ ออกตรวจสอบพื้นที่เกิดเหตุ
☐ แจ้งติดต่อโรงงาน/ชุมชน ที่อาจได้รับผลกระทบ
☐ แจ้งประสานหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
☐ ตำรวจ
☐ โรงพยาบาล
☐ ท้องถิ่น
☐ อื่นๆ .....

หมายเหตุ : ผอ.สทร. หมายถึง ผู้อำนวยการสำนักงานสิ่งแวดล้อมและระบาดวิทยา
ผอ.สทร. หมายถึง ผู้อำนวยการสำนักงานสิ่งแวดล้อมอุตสาหกรรมมาบตาพุด
ผอ.สนม. หมายถึง ผู้อำนวยการสำนักงานสิ่งแวดล้อมอุตสาหกรรมมาบตาพุด
กอ.สนม. มีชื่อเต็มว่า กองสิ่งแวดล้อมอุตสาหกรรมมาบตาพุด
ฝอ.สทร. มีชื่อเต็มว่า ฝ่ายสิ่งแวดล้อมอุตสาหกรรมมาบตาพุด

แบบฟอร์ม ปฏิบัติ ณ วันที่ 19

6.3 Emergency Duty Team และ Plant ERT

6.3.1 Emergency Duty Team

6.3.1.1 Emergency Duty Team ของ PTTGC ประกอบด้วยทีม(หน่วยต่าง ๆ ดังนี้

1) FD Duty
2) Operation Duty
3) SHE Duty
4) ER Duty
5) Maintenance Duty
6) Marines Duty (เฉพาะกลุ่ม Duty ของ Refinery)
7) P-T Duty
8) HR Duty
9) Services Duty
10) CSR Duty
11) SC-CB Duty

6.3.1.2 PTTGC กำหนดให้มี Emergency Duty Team 3 กลุ่ม โดยกำหนดพื้นที่รับผิดชอบดังนี้

1) Emergency Duty Team 1 รับผิดชอบพื้นที่ GC6(REF), GC7(REF), GC4(ARO1), GC5(ARO2), GC3(I-1,2), Interconnecting, GC1(RO), GC2(MTBE)
2) Emergency Duty Team 2 รับผิดชอบพื้นที่ GC2(OLE1, OLE2), GC3(OLE2,SV), GC1(OLE3), GC2(HDPE2), GC12(HDPE1), GC5, GC11(LDPE, LLDPE1, LLDPE2)
3) Emergency Duty Team 3 รับผิดชอบพื้นที่ PPCL, GC0, GC9, GLYCOL (EO, EG, EA), GGC, GC9 (Lab Center)

6.3.1.3 กำหนดให้ HR Duty, Services Duty, CSR Duty และ SC-CB Duty เป็นบุคคลเดียวกันทั้ง Emergency Duty Team กลุ่ม 1, 2 และ 3 โดยรับผิดชอบทุกพื้นที่

6.3.1.4 การทำหน้าที่ Emergency Duty Team มีกำหนดรอบละ 1 สัปดาห์ เริ่มตั้งแต่วันศุกร์เวลา 08:00 น.

6.3.1.5 ให้ Q SH-CM เป็นผู้ประสานงานและดำเนินการจัดทำตาราง Duty Rota และแจ้งให้ผู้ที่จะต้องทำหน้าที่ Emergency Duty Team ทราบ

6.3.1.6 สำหรับข้อกำหนดเงื่อนไขการจัดการด้านวิศวกรรมของ ED และ Emergency Duty Team อยู่ในเอกสาร W-(Q-SH-CM)-085 ข้อกำหนดการจัดการด้านวิศวกรรมฉุกเฉิน

6.3.1.7 หน้าที่ความรับผิดชอบทั่วไปของ Emergency Duty Team

- ปฏิบัติหน้าที่ตั้งแต่เวลา 08.00 น. ของวันศุกร์ ถึง เวลา 08.00 น. ของวันศุกร์ในสัปดาห์ต่อไป
- สามารถเดินทางเข้ามายังโรงงานได้ภายในเวลาไม่เกิน 1 ชั่วโมง
- ส่งมอบอุปกรณ์สื่อสาร ได้แก่ โทรศัพท์ วิทยุสื่อสาร ยานพาหนะ (ถ้ามี) รวมถึงเอกสารและคำแนะนำทางการปฏิบัติตามรายการให้ครบถ้วน
- ในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 2 ขึ้นไป ให้ทำหน้าที่ตามที่กำหนดในแผนการจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน ยกเว้น บางตำแหน่งที่ต้องเข้ามาตั้งแต่ระดับ 1 ได้แก่ ER Duty, SHE Duty และ CSR Duty
- สั่งการ ประสานงาน หรือเข้าร่วมแก้ไขปัญหา และดำเนินการความสะดวกในกิจกรรมต่าง ๆ ของบริษัทฯ ทั้งในวันทำการ วันหยุด และเทศกาล นอกเวลาทำการในหน้าที่ความรับผิดชอบ
- มีโทรศัพท์ ที่นังเบอร์ SMS อยู่กับตัวตลอดเวลาพร้อมทั้งตรวจสอบโทรศัพท์ให้พร้อมใช้งานตลอดเวลา
- งดเว้นการดื่มเครื่องดื่มที่มีแอลกอฮอล์หรือเสพยาเมาแอลกอฮอล์ในร่างกายไม่เกิน 40 มิลลิกรัมแปอร์เซ็น ในระหว่างสัปดาห์ที่ทำหน้าที่ตาม Emergency Duty Rota
- แจ้งกับ Q-SH-CM หรือศูนย์สื่อสารของพื้นที่เมื่อมีปัญหาในการติดต่อ สื่อสาร หรือต้องใช้โทรศัพท์เครื่องอื่นชั่วคราว
- กรณีมีการตกลงสลับเปลี่ยนผู้ทำหน้าที่ On Duty ให้แจ้ง ED Duty, หน่วยงาน Q-SH-CM และ Duty team ของสัปดาห์นั้นทราบด้วย
- เมื่อได้รับข้อความการทดสอบ SMS ให้โทรศัพท์กลับมาที่เบอร์โทรของศูนย์สื่อสารซึ่งแจ้งไว้ในข้อความ SMS โดยศูนย์สื่อสารจะทดสอบ SMS เรียก Duty Team ทุกวันศุกร์ เวลา 1930 น.

6.3.2 Plant ERT (Plant Emergency Response Team)

Plant ERT ของโรงงานแต่ละโรงงาน / หน่วยการผลิตประกอบด้วยบุคคลต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

1) VP ของโรงงาน
2) DM Plant Operations
3) DM Plant Asset Utilization
4) DM Plant Technical
5) Day Manager
6) DM SHE ของพื้นที่ (และกลุ่ม SHE ประจำพื้นที่)
7) ERS Supervisor ของพื้นที่ (และกลุ่ม Q-SH-CM ประจำพื้นที่)
8) DM Maintenance ของพื้นที่
9) DM HR Partner ของพื้นที่

Plant ERT เป็นกลุ่มผู้บริหารการปฏิบัติการและการสนับสนุนของหน่วยการผลิตของโรงงาน มีหน้าที่รับผิดชอบในการปฏิบัติการและสนับสนุนการปฏิบัติของแต่ละโรงงานโดยตรง (ซึ่งอาจทำหน้าที่เป็น Emergency Duty Team ด้วย)

ในกรณีที่ Emergency Duty Team ไม่ได้เป็นผู้รับผิดชอบการปฏิบัติการหรือไม่ได้มีหน้าที่สนับสนุนการปฏิบัติประจำพื้นที่ของโรงงานที่เกิดโดยตรงหาก Plant ERT อยู่ในพื้นที่หรืออยู่ในระยะทางที่สามารถเดินทางมาถึงได้ในระยะเวลาที่เหตุฉุกเฉินกำลังดำเนินอยู่ ให้เดินทางมาทำหน้าที่สนับสนุนการควบคุมเหตุฉุกเฉินตามหน้าที่ที่เกี่ยวข้องโดยรับหน้าที่ต่อจาก Emergency Duty Team

ในการจัดกลุ่ม SMS เพื่อการแจ้งเหตุผิดปกติหรือเหตุฉุกเฉินของโรงงานผู้บริหารของโรงงานอาจกำหนดให้ศูนย์สื่อสารเพิ่มรายชื่อของผู้รับแจ้งข้อความ SMS ได้ตามความเหมาะสมของแต่ละพื้นที่

6.3.3 แนวทางปฏิบัติหน้าที่ของ Emergency Duty Team และ Plant ERT

ให้ Emergency Duty Team และ Plant ERT ปฏิบัติหน้าที่เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินโดยกำหนดแนวทาง ดังนี้

1) Emergency Duty Team และ Plant ERT จะถูกเรียกเมื่อมีเหตุฉุกเฉินระดับ 2 และ 3
2) Emergency Duty Team เป็นทีมพร้อมตลอด 24 ชั่วโมง และต้องอยู่ในระยะที่สามารถเดินทางมาถึงโรงงานได้ภายในไม่เกิน 1 ชั่วโมง

3) เมื่อถูกเรียกให้ปฏิบัติดังนี้

- ให้ Emergency Duty Team ไปรายงานตัวที่ ECC ทันที
- ให้ Plant ERT ไปรายงานตัวที่ ECC เพื่อรับหน้าที่ต่อจาก Emergency Duty Team (หากมาได้)
- เมื่อ Plant ERT มาถึง ECC ให้ Emergency Duty Team รายงานด้านเทคนิค ที่ไม่ใช่เจ้าของพื้นที่ส่งมอบหน้าที่ให้กับ Plant ERT และให้อยู่ช่วยเหลือ Plant ERT จนกว่าสถานการณ์ภาวะฉุกเฉินจะสิ้นสุด

6.4 แนวทางปฏิบัติของ Emergency Support Teams

Emergency Support Teams หมายถึงทีมสนับสนุนอื่นๆ นอกเหนือจาก Plant ERT และ Emergency Duty Team ที่ได้รับติดต่อขอให้เข้ามาช่วยสนับสนุนหรือช่วยเหลือการระงับเหตุฉุกเฉิน

6.4.1 ข้อแนะนำการปฏิบัติทั่วไปสำหรับ Emergency Support Team เมื่อได้รับการแจ้ง

- เดินทางมารายงานตัวที่ ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุพร้อมเครื่องมือ PPE ส่วนตัว
- รายงานตัวและบันทึกชื่อกับ Emergency Response Team ที่เกี่ยวข้องที่ ECC
- เตรียมพร้อมอยู่ที่สถานีดับเพลิงของโรงงานที่เกิดเหตุ / หรือสถานที่อื่นตามที่ได้รับแจ้ง
- เตรียมสนับสนุนการปฏิบัติการ ฉุกเฉินระงับเหตุ หรืองานสนับสนุนอื่นตามที่ได้รับมอบหมาย
- จัดให้มีผู้บันทึกกิจกรรมและการมอบหมายงานของทีมที่มีหน้าที่เกี่ยวข้อง และความรับผิดชอบของการปฏิบัติ
- จัดเตรียมยานพาหนะพร้อมสำหรับการสนับสนุนทีมระงับเหตุ

6.4.2 กรณีเหตุฉุกเฉินระดับ 3 หรือมีเหตุฉุกเฉินต่อเนื่องให้พิจารณาความจำเป็นที่อาจต้องปฏิบัติเพิ่มเติม ดังนี้

- ประสานงานเตรียมกำลังพลสำหรับการเสริมกำลังและการสับเปลี่ยนทีมปฏิบัติการและทีมสนับสนุนที่ต้องปฏิบัติงานต่อเนื่อง
- กรณีสถานการณ์ยืดเยื้อให้เตรียมจัดกำลังเป็น 2 ชุด (2กะ) พร้อมปฏิบัติการ
- ให้การช่วยเหลือในการเตรียมสนับสนุนอุปกรณ์ดับเพลิง โฟม PPE เครื่องมือกลหรืออุปกรณ์การระงับเหตุอื่นๆ ที่จำเป็นเพิ่มเติม
- เตรียมสนับสนุนการระงับเหตุฉุกเฉินตามบทบาทหน้าที่ที่เป็นงานประจำ เช่น เปิดตลังพัสดุ Workshop, งานเรือจรด้านสำนักงาน, ด้านพาหนะ อาหาร น้ำ/เครื่องดื่ม จัดเตรียมอุปกรณ์ ICT, อุปกรณ์สื่อสาร, การจัดเตรียมงานรับโทรศัพท์รายเรื่อง/สอบถามข้อมูล
- ประสานให้พนักงานในหน่วยงานเตรียมการสนับสนุนเมื่อได้รับการร้องขอจาก ECC
- จัดเตรียมทีมสนับสนุนตามที่ได้รับการร้องขอจาก ECC

6.5 การประสานงานตำแหน่งที่ MC

เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 2 หรือ 3 ให้ ER Duty ทำหน้าที่ MC1 จนกว่า DM SHE ของพื้นที่จะมารับหน้าที่ MC1 และให้ติดต่อเรียก Q-SH-CM Group ของพื้นที่มาสนับสนุนการระงับเหตุ โดยให้มาช่วยทำหน้าที่ MC (MC1, MC2, MC3) ทำหน้าที่ประสานงานการช่วยเหลือภายในกลุ่ม PTTGC, กลุ่ม EMAG และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันและระงับเหตุภาครัฐและเอกชนและทำหน้าที่ Staging Officer, ER Advisor หรือประกอบกำลังกับทีมระงับเหตุ โดยให้แบ่งหน้าที่ดังนี้

- ให้ DM SHE ของพื้นที่เกิดเหตุ ทำหน้าที่ MC-1 เป็นเลขาสูนย์ และ ER Advisor ที่ ECC ให้คำแนะนำกับ ED, ECC ในการกำหนดวัตถุประสงค์ และกลยุทธ์การระงับเหตุ ช่วยเหลือในการวางแผน/ปรับแผน และประสานงานสนับสนุนการระงับเหตุ
- ให้ ERS Supervisor ของพื้นที่เกิดเหตุ ทำหน้าที่ MC-2 เป็นผู้ประสานงานกับภาคช่วยระงับเหตุฉุกเฉินจากภายนอกที่จุดทางเข้าของโรงงาน (Contact Point)
- ให้ ERS Chief ของพื้นที่ตั้งเหตุทำหน้าที่ MC3 เป็นผู้ให้คำแนะด้านการระงับเหตุ OC การใช้อุปกรณ์ระงับเหตุ และเป็น Staging Officer ช่วยเหลือ OC ในการจัดการทรัพยากร ณ ที่เกิดเหตุ

  DM SHE ของพื้นที่อื่นและ กลุ่ม Q-SH-CM ที่ได้รับการเรียกให้เข้ามาสนับสนุนเพิ่มเติม ให้ MC (MC1, MC2 และ MC3) ประสานงานกันและแบ่งหน้าที่ภารกิจต่าง ๆ ตามความเหมาะสมของสถานการณ์และแผนปฏิบัติที่กำหนด โดยอาจกำหนดให้ทำหน้าที่ ดังนี้
- ให้จัดทีมทำหน้าที่ที่เกี่ยวกับ SHE หรือหน้าที่อื่น ๆ ตามที่ได้รับมอบหมาย
- ให้ทำหน้าที่อยู่ใน FIT Teams/ประสานงานกับทีมระงับเหตุ /สนับสนุนการควบคุมเพิ่มดับเพลิง / ควบคุมการ operate รถดับเพลิง ตามแผนปฏิบัติที่กำหนด
- ให้ทำหน้าที่ประสานงานการเปิดกั้นพื้นที่และควบคุมการจราจรตามแผนที่กำหนด / และประสานงานกับเจ้าหน้าที่ตำรวจจราจร
- ประสานงานกับหน่วยงานหน่วยงานภายในหรือภายนอกเพื่อปฏิบัติภารกิจด้านการระงับเหตุที่กำหนดตามแผน
- ประสานงานเรื่องการจัดหาและจัดการทรัพยากรระงับเหตุฯ
- หน้าที่อื่น ๆ ตามที่ได้รับมอบหมาย

6.6 การทำหน้าที่ SHE Coordinator

ให้ SHE Engineers / Senior Engineers ปฏิบัติหน้าที่เป็น SHE Coordinator ใน Plant ERT และ Duty Team ตามตารางงาน Duty Rota ซึ่งจะมีผู้ทำหน้าที่อยู่ใน Duty Team พร้อมกัน 3 คน มีหน้าที่ดังนี้

- ให้ข้อมูลและคำแนะนำกับ ECC ด้าน SHE
- สื่อสารกับ ปตท. (PTT SSHE Duty)
- ตรวจวัดและประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยใช้งานเครื่องมือ Photo Ionization Detector (PID) และ TO-15 Canister และเก็บตัวอย่างนำไปวิเคราะห์ต่อไป
- แจ้งหน่วยงานภายนอกและโรงงานข้างเคียงที่อาจได้รับผลกระทบ
- ประเมินและให้คำแนะการควบคุมอันตรายด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการปฏิบัติการและการระงับเหตุ
- ดูแลตรวจสอบให้คำแนะนำเรื่องการใช้และเบิก-จ่าย PPE
- ช่วยเหลือในกระบวนการคัดกรองผู้บาดเจ็บที่จุด Triage การลัดกรองและการทำทะเบียนผู้บาดเจ็บก่อนการส่งต่อและแจ้งข้อมูลผู้บาดเจ็บให้ ECC (HR Co.) ทราบ
- ทำหน้าที่บันทึกเหตุการณ์ลงในแบบฟอร์มที่กำหนดและพร้อมแสดงขึ้นจอ
- แจ้งรายงาน /หรือขอคำอนุญาตหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องตามกฎหมาย

หมายเหตุ: เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 2 และระดับ 3 ให้ศูนย์สั่งการส่ง SMS เรียก SHE On-Duty ทั้ง 3 คนและให้ SHE On-Duty ของพื้นที่โทรศัพท์เรียก SHE ที่เป็นเลข On-Duty ทั้ง 3 คน ให้มาช่วยกันทำหน้าที่ทั้งกรณีเหตุการณ์จริงและอาจฝึกซ้อมฯ โดยให้ SHE On-Duty ทั้งปฏิบัติหน้าที่ก่อนจนกว่า SHE พื้นที่ (Plant ERT) จะเข้ามารับหน้าที่

6.7 การสนับสนุนระหว่างโรงงานภายใน PTTGC

กรณีเกิดเหตุการณ์ผิดปกติและฉุกเฉินตั้งแต่ระดับ 1 ขึ้นไป EM สามารถแจ้งศูนย์สื่อสารเรียกขอการสนับสนุนจาก ECC S&E และขอการสนับสนุนระหว่างโรงงานโดยขอกำลังจากหน่วยงาน Q-SH-CM ของโรงงานชั้นใน PTTGC ที่ไม่ได้เกิดเหตุ (หน้างานกะของ Q-SH- CM ซึ่งเป็น Plant Buddy) โดยให้พิจารณาถึงกำลังพล รถดับเพลิงและ อุปกรณ์ที่ต้องการการสนับสนุนและลักษณะประเภทของโรงงาน

การจัดกลุ่มให้การสนับสนุนช่วยเหลือเงินระหว่างโรงงานช่วงแรกเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 1 และ 2 รวมทั้งเหตุการณ์ผิดปกติ กำหนดไว้เป็นแนวทางตามตารางดังนี้

ทีมนักเพลิงเล็ก Q-SH-CM ของ PTT Team	Buddy Plant ที่ให้การสนับสนุนช่วงแรก (ระดับ 1)
Group 1: Land Fire Suppress Team Resources: GC2 ERS Chief (Shift) GC2 Fire main & foam (Shift ERO) Fire Trucks from GC2, GC3, GC4, GC5, GC6	GC1,R1(GC1), (High Innovation), New Facility, GC3(O), FE-02, F4, HD2, C4), GC3(OLE2), BV, GC4, ARO1, GC5, ARO2, ATE2, GC6,RE1,SPM,E-Tells, GC8, (A3-E1), Ether Connecting Pipeline, GC13, HD1
Group 2: Water Fire Support Team (GC11) Resources: GC11 ERS Chief (Shift) GC11 Fire main & pumps (Shift ERO) GC11 Fire Trucks	GC11(OLE3, LD, L1, E1, C1), GC14(OLE-NN), GC7, HTE-W-Hdy, SWR1, Glycol, GC9, GC10, GC12, Lab Center, Vencorex, Phenol, GC5
Group 3: Emergency & Security Team Resources: GC1 ERS Chief (Shift) ERS Technical (Shift, OJC S&E)	Security All Areas. Emergency Support for ARO2, ATE2
ECC S&E	ทุกโรงงาน

หมายเหตุ

1. กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินที่ทำนิดให้ทีมดับเพลิงเล็ก นำเข้าเข้าระงับเหตุ และ Buddy Plant ที่ให้การสนับสนุนตั้งแต่ระดับ 1
2. กรณีเหตุฉุกเฉินระดับ 2 และ 3 ทีมดับเพลิงเล็กจะขอการสนับสนุนได้จากทุกโรงงาน
3. การใช้ Fire main ไม่ใช้น้ำโดยตรงต้องมีการอนุญาตจากผู้มีอำนาจเท่านั้น
4. ใช้ Vencorex สนับสนุนโดยการแจ้ง SMS และให้การปรึกษา

6.8 การฟื้นฟูและการบรรเทาทุกข์

เพื่อให้มีแนวทางในการดำเนินการฟื้นฟูและการบรรเทาทุกข์ ให้ประธานคณะกรรมการผู้จัดการใหญ่สายงานที่เกี่ยวข้องกับโรงงานที่เกิดเหตุฉุกเฉิน พิจารณาดำเนินการในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการฟื้นฟูและการบรรเทาทุกข์ ดังนี้

- บ่งชี้ประเด็นปัญหาที่เกี่ยวกับการฟื้นฟูและการบรรเทาทุกข์และแต่งตั้งคณะทำงาน
- กำหนดนโยบายในการดำเนินการให้กับคณะทำงานในแต่ละเรื่อง
- ให้คณะทำงานจัดทำแผนฟื้นฟู แผนงาน และดำเนินการตามแผนที่กำหนด
- กำกับดูแลหรือมอบหมายให้มีผู้กำกับและติดตามการดำเนินงานเพื่อให้เป็นไปตามแผน

<u>ประเด็นปัญหาและการแต่งตั้งคณะทำงาน</u>

ให้พิจารณาประเด็นปัญหาที่เกี่ยวข้องและแต่งตั้งคณะทำงานตามแนวทาง ดังนี้

<u>ประเด็นปัญหาที่เกี่ยวข้องและการฟื้นฟู</u>	การแต่งตั้งคณะทำงานในการฟื้นฟูและบรรเทาทุกข์	
	ชื่อหน้าคณะทำงาน	คณะทำงาน
1. สภาพความเสียหายของเครื่องจักรอุปกรณ์ • สิ่งที่ต้องดำเนินการ.....		
2. ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม • สิ่งที่ต้องดำเนินการ.....		
3. ผลกระทบด้านชีวิตของพนักงาน • สิ่งที่ต้องดำเนินการ.....		
4. ผลกระทบด้านชีวิตของชุมชนและภายนอก • สิ่งที่ต้องดำเนินการ.....		
5. ปัญหาด้านการจัดหาผลิตภัณฑ์ให้ลูกค้า • สิ่งที่ต้องดำเนินการ.....		
6. การช่วยเหลือดูแลสวัสดิการผู้ประสบภัย • สิ่งที่ต้องดำเนินการ.....		
7. เบี้ยหรือประกันภัยและการเงิน • สิ่งที่ต้องดำเนินการ.....		
8. การสื่อสารภายนอกและสื่อมวลชน • สิ่งที่ต้องดำเนินการ.....		
9. ประเด็นปัญหาอื่น ๆ แล้วแต่กรณี • สิ่งที่ต้องดำเนินการ.....		

6.9 แนวปฏิบัติสำหรับการเตรียมรับสถานการณ์น้ำท่วมพื้นที่โรงงานในฤดูน้ำหลาก

6.7.1 มาตรป้องกันและเฝ้าระวังน้ำท่วมพื้นที่โรงงานในฤดูน้ำหลาก

ให้หน่วยงาน Q-SH-CM ตรวจสอบท่อระบายน้ำทิ้งและท่อระบายน้ำฝนภายในช่วงฤดูแล้ง ของทุกปีให้ เพื่อป้องกันทางน้ำไหลให้ทำเรื่องแจ้งสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดดำเนินการแก้ไขและให้หน่วยงาน Q-SH-CM มีหน้าที่เฝ้าระวังสถานการณ์น้ำในฤดูน้ำหลากโดยดำเนินการดังนี้

- ตรวจสอบและเฝ้าระวังระดับน้ำท่อระบายน้ำฝนเมื่อมีฝนตกหนัก โดย Central Security
- ตรวจสอบบ่อเก็บน้ำและทางระบายน้ำของโรงงานเมื่อมีฝนตกหนัก โดย Q-SH-CM Plant
- บริหารจัดการน้ำในระบบ POC ให้เป็นไปตามการออกแบบของ Plant

6.7.2 การเตรียมรับสถานการณ์น้ำท่วมพื้นที่โรงงานของ Q-SH-CM

- ให้จุดพื้นที่เตรียมอุปกรณ์ที่ต้องใช้ในการแก้ไขสถานการณ์ เช่น Pump, กระสอบทราย
- ให้จุดพื้นที่จัดทำ Pre-Incident Plan หรือแผนเตรียมรับสถานการณ์น้ำท่วมพื้นที่โรงงาน รวมถึงภัยธรรมชาติอื่นที่มีความเสี่ยง และทำการฝึกซ้อม

6.7.3 การแก้ไขสถานการณ์ (ตาม Work Flow)

- กรณีน้ำท่วมเข้า Plant ให้ EM (Shift Manger) พิจารณาประกาศภาวะฉุกเฉินระดับ 2 หาก Operation นี้กำลังไม่เพียงพอในการแก้ไขสถานการณ์ และต้องการทั้งกำลังคน อุปกรณ์ และเงินสดในการแก้ไขสถานการณ์ โดย Emergency Duty Team และ Plant ERT เข้าปฏิบัติหน้าที่สนับสนุน
- กรณีน้ำท่วมกระทบเฉพาะ Admin Area แต่ไม่กระทบ Plant ให้ Q-SH ดำเนินการ

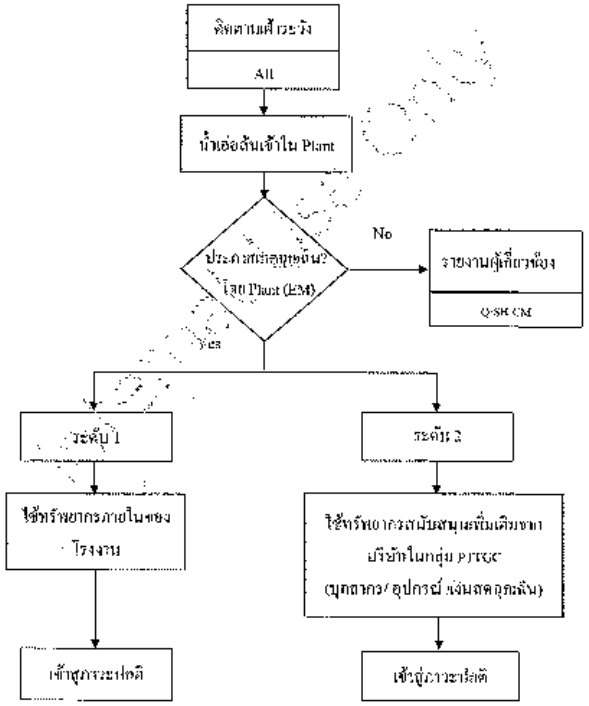
6.7.4 ความต้องการทรัพยากรสนับสนุน

- บุคลากรในหน่วยงาน Q-SH และจิตอาสา
- อุปกรณ์ ได้แก่ เครื่องสูบน้ำ ท่อสูบน้ำ และท่อส่งน้ำ เป็นต้น
- หากประกาศภาวะฉุกเฉินระดับ 1 ให้ใช้เงินสนับสนุนของ Plant
- กรณีต้องการทรัพยากรสนับสนุนเพิ่มเติมจากบริษัทในกลุ่ม PTTGC และ/หรือต้องการใช้เงินสดฉุกเฉินให้ Plant ประกาศภาวะฉุกเฉินระดับ 2

6.7.5 ศูนย์ตอบโต้ภัยพิบัติธรรมชาติ

- ให้ EOC ของ PTTGC Group ที่ไม่ได้รับผลกระทบ
- ปฏิบัติตามขั้นตอนที่กำหนดไว้

6.7.6 Work Flow (ตัวอย่าง กรณีน้ำท่วมล้น)



<u>หมายเหตุ</u> สามารถนำ Work Flow ประยุกต์ใช้กับภัยพิบัติธรรมชาติอื่น ๆ เมื่อโรงงานได้รับผลกระทบ

6.10 รายการอุปกรณ์ประจำศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน (Emergency Command Center, ECC)

ที่	รายการ	หมายเหตุ
1	วิทยุสื่อสาร UHF* (Trunk Radio), VHF*	*
2	โทรศัพท์	
3	โทรสาร	
4	หมายเลขโทรศัพท์ฉุกเฉิน หน่วยงานภาครัฐและหน่วยช่วยเหลือภาวะฉุกเฉิน	
5	ระบบเครือข่าย (Internet)	
6	Desk Top Computer หรือ Note Book สำหรับส่ง SMS*	*
7	Printer	*
8	LCD Projector & Screen	
9	VDO Conference	
10	โทรศัพท์ หรือเสื่อกช่างลิ้น สำหรับเจ้าหน้าที่ตรวจสอบสถานการณ์การรายงานข่าวของสื่อมวลชน	
11	ระบบเก็บเสียงโทรศัพท์ และเสียงภายในศูนย์	
12	บอร์ดทันทีที่ตะลุยการดูด	
13	บอร์ดทันทีที่การทำงานมีตัวเอง Emergency Duty Teams	
14	นาฬิกา	
15	รายการกุญแจฉุกเฉินสำหรับระงับเหตุฉุกเฉินของโรงงาน บริษัทในเครือฯ และ EMAG	
16	รายชื่อพนักงานที่ประจำอยู่ในพื้นที่ (Staff List)	
17	เอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet, SDS)	
18	Pre Incident Plan	
19	แบบแปลนแผนผังนิคมอุตสาหกรรมและชุมชนใกล้เคียง	
20	แผนผังโรงงานที่แสดงตำแหน่งอุปกรณ์ดับเพลิง ประตูเข้า-ออกหลักและประตูฉุกเฉิน	
21	Process Schematics / P&ID Drawing	
22	CCTV monitors	*
23	การเชื่อมโยงสัญญาณ Fire Alarm และ CCTV ไปยัง ECC S&E, ENCO, และ EMCC	*

<u>หมายเหตุ</u>

* ECC บางศูนย์ที่ใช้ศูนย์สื่อสารและแจ้งกับ ECC หรือใช้ศูนย์สื่อสารร่วมกับโรงงานอื่นอาจไม่ต้องมีอุปกรณ์รายการนี้ก็ได้

➢31ข

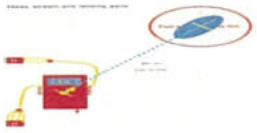
เอกสารตัวอย่าง Pre-fire plan

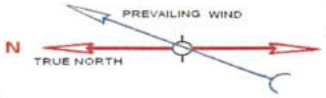
PRE INCIDENT PLAN

PTTGC	สาขา 7	EQUIPMENT NO.	O-GA-812E
PLANT	U-CM-OP	UNIT NO.	Tank O-FA-811F
AREA	BTF		

KEY PLAN: INCIDENT LOCATION

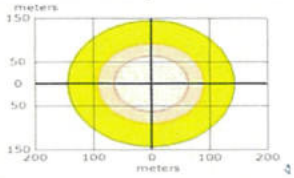
Fire truck setup





THREAT ZONE		
Greater than 10 kW/ (Sq m)	64	m.
Greater than 5 kW/ (Sq m)	92	m.
Greater than 2 kW/ (Sq m)	144	m.

Double click to enlarge side view contour



INCIDENT

1	Title (ชื่อเหตุการณ์)	<ชื่อเหตุการณ์ใช้ Front "Cordia New 16" ตัวหนา>		
	Possible cause & effects (สาเหตุ / เหตุการณ์และผลกระทบ)	ขณะทำการ Transfer VCM จาก O-FA-811F to TPC Mech. seal leak ทำให้ VCM จำนวนมากรั่วออกมาเป็น Vapor Cloud ขณะที่มีงาน Hot work อยู่บริเวณ pump O-GA 812 E เกิดไฟลุกไหม้รุนแรงจนความร้อนส่งผลกระทบท่อก๊าซแนว Pipe Rackและถังมีอุณหภูมิสูงทำให้เกิด Explosion		
	Exact location (ระบุจุดที่เกิดเหตุของอุปกรณ์)	Pump O-GA 812 E	Equivalent pin hole (ขนาดของรูรั่วโดยประมาณ)	- มม.

INFORMATION

2	**Type of incident**	Tank : Choose an incident		

PROCESS CONDITION / APLICABLE DATA (กรอกเฉพาะข้อมูลที่เกี่ยวข้อง)

Tank number / Location	O-FA 811F		Name of unit	Movement and Dispatching			
Roof type	n/a		Unit No.	O-FA 811F			
Diameter of tank :	21 m	Height 21 m	Equipment / Tag No.	O-GA-812E			
Full surface area **	1,385 m^2		Product / Fluid / Component	Vinyl Chloride Monomer	...	...	...
Height of point of leak	- m		Percent (%)	99.5 %	...	...	...
Volume / Inventory	5,000 m^3		Boiling point	7 °F (-14 °C)			
Fire detection	n/a		Flash point	-108 °F (-78 °C)			
Isolation	Manual operations		Auto ignition temperature	882 °F (472 °C)			
Fire protection	Water spray		LEL (%vol.)	3.6 % LEL			
Pump out rate	250 m^3		UEL (%vol.)	33.0 % UEL			
Type of vent	n/a		Vapor density (to air)	2.15			
Design temperature	35 °C		Specific gravity (to water)	0.91 @ 25/25 °C			
Tank dike dimension	-		Physical property	Liquid			
Internal dike dimension	-		Water soluble?	Yes			
Health hazard	LIQUID MAY CAUSE FROSTBITE TO EYES AND SKIN. MAY CAUSE CENTRAL NERVOUS SYSTEM EFFECTS. CONTAINS VINYL CHLORIDE, A KNOWN HUMAN CANCER AGENT CAUSES DAMAGE TO LIVER AND PERIPHERAL NERVOUS SYSTEM THROUGH PROLONGED OR REPEATED EXPOSURE CAUSES DAMAGE TO LUNGS THROUGH PROLONGED OR REPEATED EXPOSURE BY INHALATION. SUSPECTED OF CAUSING GENETIC DEFECTS. REPRODUCTIVE HAZARD		Operating pressure	9 kg/cm2			
TLV-TWA / TLV-STEL	1 ppm		Operating temperature	35 °C			
Flammability	-		Flow rate	150 Ton/hr.			
Respirator type / Filter type / No	-		.....	.....			

	Other information	<บันทึกข้อมูล / คำบรรยายอื่น ๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อการวางแผน (ถ้าไม่มีให้ขีด "-") กรอกข้อมูลโดยใช้ Cordia New 11>
	รูปที่เกิดเหตุ (Double click เพื่อขยาย)	    

INCIDENT CONTROL PLAN

3

1) Objectives (เป้าหมายการระงับเหตุ) (ใช้ Front Codia New 11)

1. ป้องกันการลุกลามไปที่ถังข้างเคียง
2. ป้องกันความเสียหายที่จะเกิดกับโครงสร้าง Structure Pipe Rack
3. ลดการรั่วไหล - หยุดการรั่วไหล
4. ดับไฟที่ลุกไหม้ให้ได้

2) Strategies (แผนกลยุทธ์)

1. ใช้น้ำฉีดหล่อเย็นถังข้างเคียงที่ได้รับผลกระทบจากรังษีความร้อน
2. ใช้น้ำฉีดหล่อเย็นอุปกรณ์และโครงสร้างข้างเคียงที่ได้รับผลกระทบจากรังษีความร้อน
3. ห้ามฉีดน้ำเป็นลำตรง ให้ดับเพลิงโดยการฉีดน้ำเป็นฝอย
4. Set team เพื่อเข้า isolate - manual isolation

3) Tactics (เทคนิคการปฏิบัติ / แผนปฏิบัติของ OC)

1. เปิดน้ำระบบ Cooling ของ O-FA801E/F
2. Cooling แนว Pipe Lack โดยใช้ Fixed Monitor
3. FIT Team จัดทีมเข้าปิด Isolation Valve

4) ทรัพยากรที่ต้องใช้

		คน / FIT / Fire Man	อุปกรณ์ Fire Truck	Monitor Flow Rate (lpm)	Foam Con (lire)
1	FIT TEAM&OC	4	-	-	-
2	FIRE TRUCK GC6	1	1	3300	3800
3	NPC&SE	8	1	2000	1500
4	FIRE TRUCK GC11	5	1	3300	5678
6	รวม (sum above)	18	3	8600	10978

OPERATION ACTIONS

4

Control Room (ใช้ Front Cordia New 11)

1.ทำการ Stop pump ทันทีพร้อมทั้งติดต่อลูกค้า TPC และแจ้ง SS ให้รับทราบ การลดความดัน / การหยุดการรั่ว / การควบคุมหน่วยผลิตอื่น ที่ได้รับผลกระทบ ฯ
2.ทำการปิด Valve outlet tank EMV811F
3.ทำการปิด Valve discharge pump FCV-861
4.Monitor pressure loop suction pump PIA812F และรายงาน condition ต่อ SS
5.ประสานงานกับ ERS Team for emergency response

Field Operator (ใช้ Front Cordia New 11)

1. Activate สัญญาณ Local Alarm / แจ้งเหตุการณ์ ต่อ Shift Sup. / DCS Operator
2. Isolate breaker pump ที่ Sub. Station เพื่อตัดไฟที่จ่ายให้ Pump
3. เปิดน้ำระบบ Cooling ของ O-FA-811F, O-FA-801E
4. เปิด Fixed Monitor ข้างถัง O-FA-801E cooling pump
5. ต่อ Hose เข้ากับ Hydrant ข้าง bund wall หรือ ข้างรั้ว กนอ.(ขึ้นอยู่กับทิศทางลม) เพื่อ Cooling pipe rack
6. ประสานงานกับ ERS Team for Emergency response

FIRE FIGHTING

5

1.Fire Fighting Response (แผนการระงับเหตุ)

4.1) First Response (ดำเนินการโดย field operator ที่อยู่ในพื้นที่)

1. Operator ทำการควบคุมเหตุในเบื้องต้น ต่อสายดับเพลิงที่ HTM-20 ทำการ Cooling จุดเกิดเหตุ

4.2) Second Response (ดำเนินการโดย FIT Team /กำลังเสริมใน Plant)

ทิศทางลมพัดจากทิศใต้ไปทิศเหนือ

1.รถดับเพลิงคันที่ 1 ใช้ถนน R-10 เข้าประตู G-2 ใช้ถนน R-4 เข้าเข้าจอดบริเวณ HTM No.20ต่อสายน้ำฉีดเปลี่ยนทิศทางเปลวเพลิง และปิดวาล์ว
2.รถดับเพลิงคันที่ 2 ใช้ถนน R-10 เข้าประตู G-2 ใช้ถนน R-4 เข้า R-8 เข้าจอดบริเวณ HTM No. 13 ต่อน้ำเข้าทำการ Cooling Tank O-FA 811F

ทิศทางลมพัดจากทิศเหนือไปทิศใต้

1. รถดับเพลิงคันที่ 1 ใช้ถนน R-10 เข้าประตู E-2 ใช้ถนน R-9 เข้า R-8 จอดบริเวณ HT. No.806 ต่อสายน้ำฉีดเปลี่ยนทิศทางเปลวเพลิง และปิดวาล์ว
2.รถดับเพลิงคันที่ 2 ใช้ถนน R-10 เข้าประตู E-2 ใช้ถนน R-9 เข้าจอดบริเวณ HT. No. 12 ต่อน้ำเข้าทำการ Cooling Tank O-FA 811F

4.3) Third Response (การ set team เข้า manual isolate / fire attack)

-Isolate EMV. 811 F,-Stop Pump GA-812 E

2.Foam Discharge Equipment (ชนิดของอุปกรณ์ฉีดโฟมที่ใช้)

2.1) n/a 2.2) n/a 3.3) Flow rate *: - lpm

3.Foam Calculation (คำนวณโฟม) สำหรับ Choose an item

Tank Dia (m.)	0.0 m.
พื้นที่ผิวผลิตภัณฑ์ที่เกิดเพลิงไหม้	0.0 m^2
อัตราการใช้โฟม solution	0.0 lpm/m^2
Foam solution rate ที่คำนวณได้	0.0 lpm.
Foam solution rate ที่ต้องใช้จริง*	0.0 lpm
Foam solution % *	0.0 %
Foam concentrate ที่ต้องใช้ต่อนาที	0.0 lpm
Application time *	0.0 นาที
ต้องใช้ foam concentrate รวม	0.0 ลิตร

4.Fire Water Application Calculation (คำนวนการใช้น้ำ)

1.Deluge Sys. O-FA811F=17838	17838	lpm
2.Deluge Sys. T-6982=19608	9804	lpm
3.Deluge Sys. O-FA801E=16330	8165	lpm
4.Deluge Sys.O-FA801F=16330	4082	lpm
5 . Fixed Monitor2	1600	lpm
รวมปริมาณน้ำดับเพลิงที่ต้องใช้	41489	lpm

Max. water supply 29303 lpm Drainage capacity ... lpm

OTHER RECOMMENDATIONS / CONCERNS

6	**Drainage :** Ensure ภายใน Bund ปิด Drain Line 2นิ้ว **Environmental Issue:** - หากVCM สัมผัสกับอากาศโดยตรง อาจทำให้เกิดการระเบิดได้โดย Peroxide เป็นตัวช่วยเร่งปฏิกิริยา

Prepared by (ผู้ร่วมจัดทำ)	Operation:	[redacted]	Reviewed By (SM /SS / Shift Team) [redacted]	Final reviewed by Plant Manager
	Q-SH-CM staff:		ERS Supervisor	Date: 19 Nov-2020

สำเนา Hard Copy: เก็บที่ ECC ของพื้นที่, Shift Manager ของ Plant, ควบคุม Electronic File โดย Q-SH-CM

➢32ข

เอกสารการตรวจสุขภาพพนักงานประจำปี 2566

GC

ขอเชิญพนักงาน

ตรวจสุขภาพพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ขบวนการผลิต ประจำปี 2566

HEALTH CHECK

เพราะร่างกายต้องการ

ความดูแล

รู้ไหม ทำไมต้องตรวจสุขภาพ

- รู้สภาวะสุขภาพของตนเองว่าสมบูรณ์หรือบกพร่องหรือมีความเสี่ยงขนาดไหน เมื่อเทียบกับเพศ วัย อาชีพ
- เป็นการดูแลเชิงป้องกัน รู้เร็ว รักษาก่อน หรือป้องกันก่อน
- รู้แนวทางในการปรับปรุงคุณภาพชีวิตด้านสุขภาพให้มีความเหมาะสม มีสุขภาพดี

ด้วยความปรารถนาดีจากหน่วยงาน Q-EH

กำหนดการตรวจสุขภาพ
สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ขบวนการผลิต 2566

Group 1

พนักงานที่ปฏิบัติงาน ณ GC 2, GC 3, GC 11 , GC 12 & GC 17,
GC Glycol / Lab Center / GCO / GCP, GC PHENOL

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร LAB HDPE2	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร LAB HDPE2
GC2	D	9 กุมภาพันธ์ 2566	06.30 - 14.30 น.	28 กุมภาพันธ์ 2566	08.30 - 16.00 น
	B	10 กุมภาพันธ์ 2566		1 มีนาคม 2566	
	C	13 กุมภาพันธ์ 2566		3 มีนาคม 2566	
	A	16 กุมภาพันธ์ 2566		7 มีนาคม 2566	
	Day	15 กุมภาพันธ์ 2566		2 มีนาคม 2566	
	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร Admin	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร Admin
GC PHENOL	D	17 กุมภาพันธ์ 2566	06.30 - 14.30 น.	9 มีนาคม 2566	08.30 - 16.00 น.
	B	20 กุมภาพันธ์ 2566		10 มีนาคม 2566	
	C	23 กุมภาพันธ์ 2566		14 มีนาคม 2566	
	A	24 กุมภาพันธ์ 2566		15 มีนาคม 2566	
	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
GC12 & GC17	D	28 กุมภาพันธ์ 2566	06.30 - 14.30 น.	17 มีนาคม 2566	08.30 - 16.00 น.
	B	1 มีนาคม 2566		21 มีนาคม 2566	
	C	3 มีนาคม 2566		22 มีนาคม 2566	
	A	7 มีนาคม 2566		16 มีนาคม 2566	
	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
GC11	D	8 มีนาคม 2566	06.30 - 14.30 น.	28 มีนาคม 2566	08.30 - 16.00 น.
	B	10 มีนาคม 2566		29 มีนาคม 2566	
	C	14 มีนาคม 2566		31 มีนาคม 2566	
	A	15 มีนาคม 2566		3 เมษายน 2566	
	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร Work Shop Glycol	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร Work Shop Glycol
GC GLYCOL, Lab Center, GGO, GCP	C	23 มีนาคม 2566	06.30 - 14.30 น.	19 เมษายน 2566	08.30 - 16.00 น.
	A	24 มีนาคม 2566		12 เมษายน 2566	
	D	27 มีนาคม 2566		21 เมษายน 2566	
	Day	28 มีนาคม 2566		24 เมษายน 2566	
	B	29 มีนาคม 2566		18 เมษายน 2566	
	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร Warehouse	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร Warehouse
GC 3	C	20 เมย.	06.00-14.30 น.	17 พค.	8.30 - 16.00 น.
	A	21 เมย.		19 พค.	
	D	25 เมย.		22 พค.	
	B	26 เมย.		16 พค.	

สอบถามข้อมูลเพิ่มเติม กรุณาติดต่อสถานพยาบาลแต่ละแห่ง :
GC GLYCOL GGC/ Lab center # 7002, GC PHENOL # 3804, GC 3 #6004, GC 2 # 5008, GC 12 # 6996 ,GC 11 #6287
(คุณพิชามญชุ์ 089-1212742 , คุณวลัยพร 086-8155076)

กำหนดการตรวจสุขภาพ

สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ขบวนการผลิต 2566

Group 2

พนักงานที่ปฏิบัติงาน ณ GC 1 (RO) & GC 13 (Innovation), GC 4 (Aro1) & GC7 / GC 8, GC 5 (Aro2), GC 6 (Refinery)

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
GC6 (Refinery)	B	1 กุมภาพันธ์ 2566	07.00 - 14.30 น.	20 มีนาคม 2566	08.30 - 14.30 น.
	C	3 กุมภาพันธ์ 2566		14 มีนาคม 2566	
	A	6 กุมภาพันธ์ 2566		15 มีนาคม 2566	
	Day Staff	7 กุมภาพันธ์ 2566		16 มีนาคม 2566	
	D	8 กุมภาพันธ์ 2566		17 มีนาคม 2566	
GC4 (ARO1) & GC7 / GC8	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
	B	10 กุมภาพันธ์ 2566	07.00 - 13.00 น.	29 มีนาคม 2566	08.30 - 12.00 น.
	C	13 กุมภาพันธ์ 2566		31 มีนาคม 2566	
	A	15 กุมภาพันธ์ 2566		3 เมษายน 2566	
	D	17 กุมภาพันธ์ 2566		28 มีนาคม 2566	
GC5 (Aro2)	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
	B	20 กุมภาพันธ์ 2566	07.00 - 12.00 น.	7 เมษายน 2566	08.30 - 12.00 น.
	C	22 กุมภาพันธ์ 2566		10 เมษายน 2566	
	A	24 กุมภาพันธ์ 2566		4 เมษายน 2566	
	D	27 กุมภาพันธ์ 2566		5 เมษายน 2566	
GC1 (RO) & GC13 (Innovation)	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร L/S	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร L/S
	GC1	28 กุมภาพันธ์ 2566	07.00 - 12.00 น.	11 เมษายน 2566	08.30 - 12.00 น.
	GC1	1 มีนาคม 2566		12 เมษายน 2566	

สอบถามข้อมูลเพิ่มเติม กรุณาติดต่อสถานพยาบาลแต่ละแห่ง :

GC1 # 4777, GC 4 (ARO1) # 2167, GC 5 # 3221, GC6, GC 7 # 1198

(คุณพิชามญชุ์ 089-1212742 , คุณวลัยพร 086-8155076)

มาตราการป้องกัน COVID - 19

สำหรับโรงพยาบาลที่มาให้บริการในพื้นที่ GC ให้ดำเนินการตามมาตราการ

สำหรับให้บริการตามมาตราการป้องกัน COVID-19

- ❑ บุคคลากรที่ให้บริการต้องมีการประเมินความเสี่ยงและแจ้งข้อมูลการเดินทางตามแบบประเมินความเสี่ยง COVID
- ❑ บุคคลากรมีสุขภาพแข็งแรงไม่มีอาการทางระบบทางเดินหายใจ
- ❑ การตรวจ ATK ตามมาตราการาการของบริษัท ก่อนเข้าพื้นที่ให้บริการ
- ❑ การเป่าปอดให้มีการตรวจ ATK .ในวันที่ตรวจ **พนักงานOperation ที่ตรวจเข้างานตอนเช้า** ให้พนักงานถ่ายรูป แสดงกรณีมีอาการคล้ายไข้หวัดหรือส่งสัยเสี่ยง covid ให้งดเป่าปอดแพทย์จะใช้ผลตรวจอื่นๆเพื่อออกใบรับรองแพทย์ให้
- ❑ การจัดบริการมีระยะห่าง 2 เมตร
- ❑ บุคลากร สวมใส่ Mask และ Face shied
- ❑ สวมถุงมือระหว่างให้บริการเจาะเลือดและเปลี่ยนทุกครั้งที่ให้บริการคนต่อไป
- ❑ การตรวจพิเศษด้วยรถบริการเคลื่อนที่ ให้มีการทำค[illegible]ะอาดฆ่าเชื้อก่อนและหลังให้บริการทุกครั้ง
- ❑ อุปกรณ์ให้มีการทำความสะอาดด้วย แอลกอ[illegible] ให้บริการท่านต่อไป

ขั้นตอนการรับบริการ

BANGKOK HOSPITAL RAYONG

Flow การให้บริการออกตรวจสุขภาพนอกสถานที่ ของศูนย์ส่งเสริมสุขภาพและอาชีวเวชศาสตร์โรงพยาบาลกรุงเทพระยอง

มาตรการที่ใช้ในการให้บริการผู้รับบริการ

- Social Distancing
- ขอความร่วมมือผู้รับบริการสวมใส่ mask
- ขอความร่วมมือผู้รับบริการล้างมือบ่อยครั้ง

มาตรการสำหรับเจ้าหน้าที่ที่ให้บริการ

- เจ้าหน้าที่ที่ให้บริการใส่ mask ทุกคนเพื่อป้องกันการแพร่กระจายเชื้อ
- เจ้าหน้าที่ที่ให้บริการใส่หมวกคลุมผมทุกคน
- เจ้าหน้าที่ที่ให้บริการใส่ face shield ทุกคน
- ห้องตรวจที่ให้บริการมีการทำความสะอาดทุกครั้งหลังการใช้
- อุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจมีการทำความสะอาดทุกครั้งหลังการใช้ (เคส/เคส)

มาตรการกำหนดเคสที่เข้ารับการตรวจ

1 ชั่วโมงตรวจพนักงานได้ 25 คน ขอความร่วมมือบริษัทจัดจำนวนพนักงานให้เหมาะสมในแต่ละวันตามจำนวนชั่วโมงการเข้ารับการตรวจ

BANGKOK HOSPITAL RAYONG

แผนผังและ Flow การให้บริการ

จุดคัดกรอง

จุดลงทะเบียน — ระยะห่าง 2 เมตร — จุดลงทะเบียน

จุดประชาสัมพันธ์

จุดวัดสัญญาณ ⟷ แบ่งเป็น
- ชั่งน้ำหนัก/ส่วนสูง 1 จุด
- วัดความดัน 2 จุด
- วัดรอบเอว 1 จุด

จุดเจาะเลือด — ระยะห่าง 2 เมตร — จุดเจาะเลือด

จุดตรวจตา — ระยะห่าง 2 เมตร — จุดตรวจตา

จุดตรวจการได้ยิน 2 จุด (กรณีตรวจบนรถให้บริการ 2)

จุดเอ็กซเรย์/อัลตร้าซาวด์ ให้บริการบนรถตรวจ

จุดเอ็กซเรย์/อัลตร้าซาวด์ ให้บริการบนรถตรวจ

By Q-CH-OH

HEALTH CHECK
เพราะร่างกายต้องการ
ความดูแล

ขอเชิญพนักงานตรวจสุขภาพ

สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ขบวนการผลิต ประจำปี 2566

Group 1

พนักงานที่ปฏิบัติงาน ณ GC 2, GC 3, GC 11 , GC 12 & GC 17,
GC Glycol / Lab Center / GCO / GCP, GC PHENOL

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร LAB HDPE2	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร LAB HDPE2
GC2	D	9 กุมภาพันธ์ 2566	06.30 - 14.30 น.	28 กุมภาพันธ์ 2566	08.30 - 16.00 น
	B	10 กุมภาพันธ์ 2566		1 มีนาคม 2566	
	C	13 กุมภาพันธ์ 2566		3 มีนาคม 2566	
	A	16 กุมภาพันธ์ 2566		7 มีนาคม 2566	
	Day	15 กุมภาพันธ์ 2566		2 มีนาคม 2566	

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร Admin	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร Admin
GC PHENOL	D	17 กุมภาพันธ์ 2566	06.30 - 14.30 น.	9 มีนาคม 2566	08.30 - 16.00 น.
	B	20 กุมภาพันธ์ 2566		10 มีนาคม 2566	
	C	23 กุมภาพันธ์ 2566		14 มีนาคม 2566	
	A	24 กุมภาพันธ์ 2566		15 มีนาคม 2566	

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
GC12 & GC17	D	28 กุมภาพันธ์ 2566	06.30 - 14.30 น.	17 มีนาคม 2566	08.30 - 16.00 น.
	B	1 มีนาคม 2566		21 มีนาคม 2566	
	C	3 มีนาคม 2566		22 มีนาคม 2566	
	A	7 มีนาคม 2566		16 มีนาคม 2566	

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
GC11	D	8 มีนาคม 2566	06.30 - 14.30 น.	28 มีนาคม 2566	08.30 - 16.00 น.
	B	10 มีนาคม 2566		29 มีนาคม 2566	
	C	14 มีนาคม 2566		31 มีนาคม 2566	
	A	15 มีนาคม 2566		3 เมษายน 2566	

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร Work Shop Glycol	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร Work Shop Glycol
GC GLYCOL, Lab Center, GGO, GCP	C	23 มีนาคม 2566	06.30 - 14.30 น.	19 เมษายน 2566	08.30 - 16.00 น.
	A	24 มีนาคม 2566		12 เมษายน 2566	
	D	27 มีนาคม 2566		21 เมษายน 2566	
	Day	28 มีนาคม 2566		24 เมษายน 2566	
	B	29 มีนาคม 2566		18 เมษายน 2566	

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร Warehouse	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร Warehouse
GC 3	C	20 เมษายน 2566	06.30 - 14.30 น.	17 พฤษภาคม 2566	08.30 - 16.00 น.
	A	21 เมษายน 2566		19 พฤษภาคม 2566	
	D	25 เมษายน 2566		22 พฤษภาคม 2566	
	B	26 เมษายน 2566		16 พฤษภาคม 2566	

สอบถามข้อมูลเพิ่มเติม กรุณาติดต่อสถานพยาบาลแต่ละแห่ง :
GC GLYCOL GGC/ Lab center # 7002, GC PHENOL # 3804, GC 3 #6004, GC 2 # 5008, GC 12 # 6996 ,GC 11 #6287
(คุณพิชามญชุ์ 089-1212742 , คุณวลัยพร 086-8155076)

By Q-EH-OH

HEALTH CHECK
เพราะร่างกายต้องการ
ความดูแล

ขอเชิญพนักงานตรวจสุขภาพ

สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ขบวนการผลิต ประจำปี 2566

Group 2

พนักงานที่ปฏิบัติงาน ณ GC 1 (RO) & GC 13 (Innovation), GC 4 (Aro1) & GC7 / GC 8, GC 5 (Aro2), GC 6 (Refinery)

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
GC6 (Refinery)	B	1 กุมภาพันธ์ 2566	07.00 - 14.30 น.	20 มีนาคม 2566	08.30 - 14.30 น.
	C	3 กุมภาพันธ์ 2566		14 มีนาคม 2566	
	A	6 กุมภาพันธ์ 2566		15 มีนาคม 2566	
	Day Staff	7 กุมภาพันธ์ 2566		16 มีนาคม 2566	
	D	8 กุมภาพันธ์ 2566		17 มีนาคม 2566	

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
GC4 (ARO1) & GC7 / GC8	B	10 กุมภาพันธ์ 2566	07.00 - 13.00 น.	29 มีนาคม 2566	08.30 - 12.00 น.
	C	13 กุมภาพันธ์ 2566		31 มีนาคม 2566	
	A	15 กุมภาพันธ์ 2566		3 เมษายน 2566	
	D	17 กุมภาพันธ์ 2566		28 มีนาคม 2566	

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ สถานพยาบาล	วันพบแพทย์	เวลา ณ สถานพยาบาล
GC5 (Aro2)	B	20 กุมภาพันธ์ 2566	07.00 - 12.00 น.	7 เมษายน 2566	08.30 - 12.00 น.
	C	22 กุมภาพันธ์ 2566		10 เมษายน 2566	
	A	24 กุมภาพันธ์ 2566		4 เมษายน 2566	
	D	27 กุมภาพันธ์ 2566		5 เมษายน 2566	

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา ณ อาคาร L/S	วันพบแพทย์	เวลา ณ อาคาร L/S
GC1 (RO) & GC13 (Innovation)	GC1	28 กุมภาพันธ์ 2566	07.00 - 12.00 น.	11 เมษายน 2566	08.30 - 12.00 น.
	GC1	1 มีนาคม 2566		12 เมษายน 2566	

สอบถามข้อมูลเพิ่มเติม กรุณาติดต่อสถานพยาบาลแต่ละแห่ง :
GC1 # 4777, GC 4 (ARO1) # 2167, GC 5 # 3221, GC6, GC 7 # 1198
(คุณพิชามญชุ์ 089-1212742 , คุณวลัยพร 086-8155076)

By Q-EH-OH

เอกสารโปรแกรมการตรวจสุขภาพพนักงาน (Procedure)

GC

เอกสารนี้จัดทำขึ้นเพื่อใช้ประกอบในการจ้างงาน งานตรวจสุขภาพพนักงานประจำปี ซึ่งจ้างงานโดย GC และผู้ที่เข้ามาให้บริการงานตรวจสุขภาพ "ผู้ให้บริการ" ในเอกสารชุดนี้จะเป็นการกำหนดรายละเอียดต่างๆ ที่เกี่ยวกับการทำงานซึ่งทั้งหมดมีรายละเอียดดังนี้

1. ลักษณะงาน
2. ข้อกำหนดการทำงาน
3. ข้อกำหนดเพิ่มเติม
4. ขอบเขตความรับผิดชอบ
5. การเสนอราคา
6. ช่วงเวลาในการเข้าปฏิบัติงาน
7. การส่งมอบงาน
8. การรับประกันผลงาน
9. ข้อกำหนดอื่นๆ

1. ลักษณะงาน

การตรวจสุขภาพประจำปี คือ การตรวจสุขภาพเพื่อดูสภาพความสมบูรณ์ของร่างกายค้นหาความผิดปกติก่อนที่จะลุกลาม เรื้อรัง จนแสดงอาการ และส่งสัญญาณเตือนเจ้าของร่างกายให้ดูแลรักษา และการได้รับการรักษาอย่างทันท่วงที การตรวจสุขภาพประกอบด้วย การตรวจสุขภาพทั่วไป และการตรวจสุขภาพประจำปี เรื่องเพศ อายุ และการตรวจตามลักษณะอันตรายที่พนักงานได้รับหรือเกี่ยวข้อง การตรวจสุขภาพจะทำการตรวจสุขภาพของพนักงานโดยการตรวจทางร่างกาย และการตรวจทางห้องปฏิบัติการ รวมถึงการตรวจอื่นตามวิธีทางการแพทย์เพื่อประเมินว่าพนักงานมีสุขภาพเหมาะกับการทำงานมากน้อยเพียงใดหรือเพื่อค้นหาว่าสุขภาพของพนักงานได้รับผลกระทบจากการทำงานหรือไม่

2. ข้อกำหนดการทำงาน

2.1 ผู้ให้บริการจะต้องตรวจสุขภาพตามรายการฯ ที่ GC กำหนดซึ่งรายการตรวจสุขภาพฯ สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามความเหมาะสมของสถานการณ์ โดยเป็นการพิจารณาร่วมกันของ Q-EH-OH

2.2 คุณภาพของห้องปฏิบัติการ และบุคลากร :

2.2.1 ได้รับการรับรองมาตรฐานคุณภาพ เช่น ISO 15189 : 2007. / Laboratory accreditation (ระบบบริหารคุณภาพห้องปฏิบัติการทางการแพทย์ ตามมาตรฐานงานเทคนิคการแพทย์ ; LA) (โดยสภาเทคนิคการแพทย์) / EQAC (โดยคณะเทคนิคการแพทย์ มหาวิทยาลัยมหิดล) หรือระบบตรวจสอบ และรับรองคุณภาพที่น่าเชื่อถืออื่นๆ ซึ่งต้องอยู่ไม่เกินอันดับที่ 10 ในรอบ 1 ปีที่ผ่านมา (จะพิจารณาเฉพาะ parameter ที่จะให้บริการตรวจฯ แก่ GC group)

2.2.2 มีบุคลากรวุฒิการศึกษา ไม่ต่ำกว่า วทบ. เทคนิคการแพทย์เป็นผู้วิเคราะห์และตรวจสอบความถูกต้องของผลจากห้องปฏิบัติการก่อนเสนอแพทย์เพื่อให้การวินิจฉัยมีระบบควบคุมคุณภาพของเครื่องมือ (QA/QC)

ให้ส่งหลักฐานแสดงคุณสมบัติผู้วิเคราะห์มาตรฐานของเครื่องมือให้บริษัทรับทราบก่อนการให้บริการ และมีหลักฐานในรายงานสรุปผลการตรวจที่จัดส่งให้บริษัท

(ผู้ให้บริการ ส่งเอกสารยืนยันคุณสมบัติ ตามข้อ 3.1-3.2 ให้ Q-EH-OH ตรวจสอบล่วงหน้าเพื่อคัดเลือกผู้ที่จะให้บริการ)

2.3 บุคลากรทางการแพทย์ และผู้ให้บริการที่จัดมาให้บริการตรวจ ณ บริษัท ต้องประกอบด้วย :

2.3.1 แพทย์อาชีวเวชศาสตร์ ที่ได้รับอนุมัติบัตรจากแพทยสภา / ได้รับประกาศนียบัตรซึ่งออกโดยกรมการแพทย์ กระทรวงสาธารณสุข แสดงว่าผ่านการอบรมหลักสูตร 2 เดือน / หลักสูตร 2 สัปดาห์ เป็นผู้ให้การวินิจฉัย และลงนามในรายงานผลการตรวจสุขภาพและสมุดสุขภาพ

2.3.2 เทคนิคการแพทย์ มีใบประกอบวิชาชีพเทคนิคการแพทย์จากสภาเทคนิคการแพทย์ เป็นผู้ให้บริการ ณ จุดเก็บตัวอย่างเลือดหรือเป็นผู้วิเคราะห์ผลการตรวจในห้องปฏิบัติการไม่รับผลการตรวจทางห้องปฏิบัติการที่รายงานผลโดยวิชาชีพอื่น ยกเว้นแพทย์เฉพาะทาง

2.3.3 พยาบาลวิชาชีพ ที่จบการศึกษาทางด้านการพยาบาลอาชีวอนามัย ระดับปริญญา ตรี หรือ โท / ผ่านการอบรมหลักสูตรเฉพาะทางด้านการพยาบาลอาชีวอนามัย หลักสูตร 4 เดือน / 60 ชั่วโมง เป็นผู้ให้บริการตรวจทางด้านอาชีวอนามัย และจุดเก็บตัวอย่างเลือด และให้บริการตรวจทุกรายการตรวจทางอาชีวอนามัย เช่น การตรวจสมรรถภาพทางสายตา การตรวจสมรรถทางการได้ยิน การตรวจสมรรถภาพปอด การตรวจคลื่นไฟฟ้าหัวใจ เป็นต้น

2.3.4 รายการตรวจสุขภาพเฉพาะทางอื่นๆ ที่มีความจำเป็นต้องใช้เจ้าหน้าที่ที่ผ่านการอบรมหลักสูตรเฉพาะรายการตรวจนั้น เช่นการตรวจ ultrasound ช่องท้อง x-ray ผู้ให้บริการจะต้องเป็นผู้ที่มีระดับการศึกษา ไม่ต่ำกว่า ระดับปริญญาตรี ผ่านหลักสูตรอบรมการตรวจเฉพาะทางนั้นมีการรับรองโดย สบาคม หรือ สถาบันที่ดูแลโดยหน่วยงานราชการที่น่าเชื่อถือเท่านั้น โดยหลักสูตรที่เข้ารับการอบรมควรมีระยะเวลาของหลักสูตรอย่างน้อย 20 ชั่วโมง หรือมีระยะเวลาในการฝึกภาคปฏิบัติ ไม่ต่ำกว่า 50 % ของระยะเวลาหลักสูตร และหลังจากเข้าปฏิบัติหน้าที่เป็นผู้ทำการตรวจแล้วมีหลักฐานการอบรมเพื่อฟื้นฟูความรู้ความสามารถอย่างน้อยทุก 5 ปี

ขณะให้บริการทุกพื้นที่จะต้องมีพยาบาลวิชาชีพที่จบการศึกษาทางด้านการพยาบาลอาชีวอนามัยเป็นผู้ควบคุมการบริการ ของเจ้าหน้าที่ อย่างน้อย 50% ของเจ้าหน้าที่ ณ จุดบริการนั้นการรายงานผล ควบคุมผลงาน และวินิจฉัย โดย

แพทย์ ที่ได้รับใบประกอบวิชาชีพเวชกรรมด้านอาชีวเวชศาสตร์ หรือแพทย์ที่ผ่านการอบรมด้านอาชีวเวชศาสตร์ การรายงานที่พบการรายงานผิดพลาด หรือไม่ถูกต้องตามหลักวิชาการ รพ ที่ให้บริการจะต้อง ชดเชยค่าเสียหายโดยการจัดตรวจทดแทนในวันที่พบความผิดพลาดของการให้บริการ นั้น โดยไม่มีค่าใช้จ่าย การตรวจพื้นฐานนอกเหนือจากรายการที่กำหนด ให้ประสานงานกับ Occ health ดูแลพื้นที่

2.3.5 การรายงานผลและการควบคุมผลงาน และวินิจฉัย โดยแพทย์ ที่ได้รับใบประกอบวิชาชีพเวชกรรมด้านอาชีวเวชศาสตร์ หรือแพทย์ที่ผ่านการอบรมด้านอาชีวเวชศาสตร์

2.3.6 การตรวจการตรวจ Audiogram ต้องมีการติดใบ cert. ของพยาบาลอาชีวเวชศาสตร์ไว้ที่หน้าห้องตรวจ เพื่อง่ายแก่การตรวจสอบ และป้องกันการเกิดปัญหาผิดพลาดในการตรวจ

(ผู้ให้บริการ ส่งเอกสารยืนยันคุณสมบัติตามข้อ 3.1-3.5 ให้ Q-EH-OH ตรวจสอบล่วงหน้าเพื่อคัดเลือกผู้ที่จะให้บริการ)

2.3.7 การรายงานผลเมื่อพบความผิดปกติที่ต้องรับการรักษาโดยเร่งด่วน ผู้ให้บริการจะต้องแจ้งผลการตรวจ ฯ ในรายที่แพทย์อาชีวเวชศาสตร์มีความเห็นว่าผิดปกติและมีความผิดปกติที่ต้องทำการตรวจวินิจฉัยโรค เพิ่มเติม / รักษาโดยเร่งด่วน แก่ Q-EH-OH โดยทันที (ไม่ต้องรอแจ้งพร้อมกับการส่งรายงาน / สมุดประจำตัว) ผลการตรวจผิดปกติรุนแรงมากแจ้งภายใน 3-5 วัน และ 7 วัน กรณีความผิดปกติต้องแก้ไข แต่ยังคงรอได้

2.3.8 การทวนสอบผลการตรวจสมรรถภาพปอด และ การตรวจสมรรถภาพการได้ยิน ณ จุดให้บริการ ผู้ให้บริการจะต้องทำการเปรียบเทียบ ผลการตรวจสุขภาพโดยเฉพาะตรวจสมรรถภาพปอด และการตรวจสมรรถภาพการได้ยินที่ผ่านมาของพนักงานกับผลการตรวจ ณ วันที่ให้บริการปัจจุบันเมื่อพบความผิดปกติให้ดำเนินการตรวจซ้ำเพื่อยืนยันความถูกต้องของผลการตรวจ ณ ปีที่ให้บริการทันที โดยการตรวจซ้ำต้องอยู่ภายใต้การปฏิบัติที่ตรงตามหลักวิชาการ

3. ข้อกำหนดเพิ่มเติม

ลำดับ	รายการ	ผู้ให้บริการ	การอ่านผล	รายการวิเคราะห์
1	ตรวจร่างกายโดยแพทย์ (PE)	แพทย์เฉพาะทางด้านอาชีวเวชศาสตร์	แพทย์เฉพาะทางด้านอาชีวเวชศาสตร์	
2	ตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (CBC)	เทคนิคการแพทย์/พยาบาล	แพทย์ทางอายุรกรรม หรืออาชีวเวชศาสตร์	Hb,Hct,WBC,RBC,Platelet Count,PltSmear,MCV,MCH,MCHC,PMN,Lympucyte,eosonophil,monocyte,basophil,atyp.lymp RDW, RBC MORP,
3	ตรวจปัสสาวะ (Urine Exam)	เทคนิคการแพทย์/พยาบาลวิชาชีพ	แพทย์ทางอายุรกรรม หรืออาชีวเวชศาสตร์	color,sp.gr,albumin,glucose,blood,nitrate,ketone,urobilitubin,bilitubin,lenkocyte,rbc,wbc,sq,epi,cast,calcium oxalate, uric acid,amophous,mucous,bacteria,fungus,other,summary

ลำดับ	รายการ	ผู้ให้บริการ	การอ่านผล	รายการวิเคราะห์
4	ตรวจการทำงานของตับ	เทคนิคการแพทย์/พยาบาลวิชาชีพ	แพทย์ทางอายุรกรรม หรืออาชีวเวชศาสตร์	SGOT,SGPT,Alk.Phosphatase ,Bilirubin
5	ตรวจการทำงานของไต	เทคนิคการแพทย์/พยาบาลวิชาชีพ	แพทย์ทางอายุรกรรม หรืออาชีวเวชศาสตร์	BUN ,Creatinine, GFR GFR = อัตราการกรองของไต (Glomerular filtration rate) ค่าบอกประสิทธิภาพการทำงานของไต:อัตราการกรองของเสียของไต ที่มีนค่า
6	ตรวจสมรรถภาพปอด (Lung Function Test)	**พยาบาลวิชาชีพที่ผ่านการอบรมอาชีวอนามัย**	แพทย์ทางอายุรกรรม หรืออาชีวเวชศาสตร์	FVC,FEV 1 ,FEV1 /FVC ,FEF 25-75 %,SUMMARY
7	ตรวจสมรรถภาพการได้ยิน (Audiogram)	**พยาบาลวิชาชีพที่ผ่านการอบรมอาชีวอนามัย**	แพทย์ทางอายุรกรรม หรืออาชีวเวชศาสตร์	อ่านผลการตรวจการได้ยินทุกคลื่นความถี่ตั้งแต่ 500, 1000, 2000, 3000, 4000, 6000 และ 8000 Hz ของหูทั้ง ซ้าย และขวา ทำ Staudard Threshold Shift (STS) report, compare data
8	ตรวจสมรรถภาพการมองเห็นทางอาชีวอนามัย (occupational vision test)	พยาบาลอาชีวอนามัย	แพทย์เฉพาะทางด้านอาชีวเวชศาสตร์	1. ตรวจการประสานสายตา 2. ตรวจความชัดเจนในการมองเห็น 3 ตรวจความสามารถในการมองเห็นภาพสามมิติ 4 ตรวจการรับรู้สี 5. ตรวจตาแข 6. ตรวจลานสายตา
9	การตรวจคลื่นไฟฟ้าหัวใจ (EKG) 12 Leads	พยาบาลวิชาชีพที่ชำนาญงานด้านการตรวจคลื่นไฟฟ้าหัวใจพยาบาล	อายุรแพทย์ด้านหัวใจ	1.อ่านอัตราช้าเร็วหรือช้า 2.จังหวะการเต้นหัวใจ 3. สังเกตในแต่ละจังหวะการเต้นของหัวใจว่ามี P wave หรือไม่ 4. รูปร่างของ P wave และ QRS complex 5. ช่วง P-R interval ,QRS complex และ QT interval 6. ดู arrhythmia
10	ตรวจร่างกายโดยแพทย์ เพื่อขอใบรับรองแพทย์สำหรับงานยับอากาศ (certificated for Confined work)		แพทย์เฉพาะทางด้านอาชีวเวชศาสตร์	

4. ขอบเขตความรับผิดชอบ

No.	Description	GC	ผู้ให้บริการ
1.	จัดเตรียมสถานที่ พร้อมสิ่งอำนวยความสะดวกต่าง เช่น ไฟฟ้า	✓	
2.	เครื่องมือ และ อุปกรณ์ต่างๆ สำหรับให้บริการตามมาตราการป้องกัน covid-19 • บุคลากรที่ให้บริการต้องมีการประเมินความเสี่ยงและแจ้งข้อมูลมีผลการตรวจ ATK ตามมาตราการบริษัท • บุคลากรมีสุขภาพแข็งแรง • ผู้ให้บริการและผู้เข้ารับบริการทำการตรวจวัดอุณหภูมิ และตรวจ ATK ก่อนเข้าพื้นที่ให้บริการตามมาตราการของบริษัท • การจัดบริการมีระยะห่าง 2 เมตร • บุคลากร สวมใส่ Mask ทุกท่าน • บุคลากร สวมใส่ Mask และ Face shied กรณีที่ต้องให้บริการรักษาระยะห่างได้ไม่ถึง 2 เมตร • สวมถุงมือระหว่างให้บริการและเลือดและเปลี่ยนทุกครั้งที่ให้บริการคนต่อไป • การตรวจพิเศษด้วยรถบริการเคลื่อนที่ ให้มีการทำความสะอาดฆ่าเชื้อก่อนและหลังให้บริการทุกครั้ง • อุปกรณ์ให้มีการทำความสะอาดด้วย แอลกอฮอล์ 70 % ก่อนให้บริการท่านต่อไป		✓
3.	เจ้าหน้าที่ที่มาให้บริการ		✓
4.	การเดินทาง การขนส่ง		✓
5	ภาชนะรองรับหรือจัดเก็บ waste		✓

5. การเสนอราคา

ให้ทำการเสนอราคาแบบแยกรายการไม่เหมาทั้ง package ในกรณีที่มีงานเพิ่มเติมจะทำการคิดราคาตาม ความเป็นจริงโดยต้องได้รับการแจ้งล่วงหน้าก่อน แจ้งเก็บค่าบริการ โดยนำเสนอค่าบริการกรณีงานเพิ่มเติมนำเสนอพร้อมการเสนอราคาก่อนการเริ่มให้บริการ

หมายเหตุ : หากผู้ร่วมเสนอราคายังไม่ขึ้นทะเบียนผู้ค้ากับทาง GC ต้องดำเนินการให้เสร็จสิ้นภายในช่วง Technical proposal evaluation มิเช่นนั้นการเสนอราคาของท่านจะไม่ถูกพิจารณา

6. ช่วงเวลาในการเข้าปฏิบัติงาน

6.1 การดำเนินการตรวจสุขภาพในแต่ละพื้นที่กำหนดระยะเวลาทั้งหมด 8 วันต่อ 1 plant โดยแบ่งเป็น

- เก็บตัวอย่างชีวภาพ และการตรวจทางอาชีวอนามัย 4 วัน
- ตรวจร่างกายโดยแพทย์อีก 4 วัน
- ระยะให้บริการตั้งแต่เวลา 07.00 -16.00 น. ทั้งนี้สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามความเหมาะสมของสถานการณ์โดยประสานงานกับหน่วยงานผู้แทนของ Q-EH-OH
- ลำดับขั้นตอนการทำงานต้องเป็นไปตามที่เอกสารแนบ 2 ท้าย TOR

6.2 ช่วงเวลาเข้าปฏิบัติงานตรวจสุขภาพประจำปี

พนักงานประจำพื้นที่ระยอง : ตุลาคม - ตุลาคม

พนักงานประจำพื้นที่กรุงเทพฯ : ตุลาคม - พฤศจิกายน

7. การส่งมอบงาน

7.1 ผู้ให้บริการจะต้องจัดทำและส่งรายงานผล 6 รูปแบบ ดังนี้

แบบที่ 1 : *ผลตรวจรายบุคคล*

ผลการตรวจสุขภาพ สำหรับพนักงานเป็นรายบุคคล ภายใน 21 วันทำการ (3 สัปดาห์) นับจากวันสุดท้ายของการตรวจ ฯ ที่ GC group โดยประกอบไปด้วย

ลักษณะข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้

- ผลการตรวจสุขภาพในแต่ละรายการตรวจฯ โดยเปรียบเทียบผล 2 ปีย้อนหลัง (หรือผลการตรวจ 4 ครั้งที่ผ่านมา)
- รายงานสรุปผล. ความเห็นของแพทย์ ต้องบ่งบอกถึงสภาวะสุขภาพของลูกจ้างที่มีผลกระทบหรือเป็นอุปสรรค ต่อการทำงานหรือลักษณะงานที่ลูกจ้างได้รับมอบหมายและคำวินิจฉัยของแพทย์อาชีวเวชศาสตร์พร้อมลงลายเซ็นจริง
- คำอธิบายประโยชน์และผลการตรวจสุขภาพในแต่ละรายการตรวจฯ
- คำแนะนำในการปฏิบัติโดยเฉพาะสำหรับผู้ที่มีผลการตรวจผิดปกติ กรณีที่ผลตรวจเกินค่ามาตรฐาน และในวันที่พาแพทย์มีความเห็นส่งตรวจซ้ำให้แพทย์เขียนใบส่งตรวจซ้ำ ระบุรายการตรวจและวันที่ส่งตรวจ (รายการตรวจสุขภาพเฉพาะรายการที่มีอยู่ในรายการตรวจประจำปีเท่านั้น)
- เอกสารใบส่งตรวจซ้ำ

F-(Q-EH-OH)-001_R1 .xlsx

<u>ทั้งนี้ในการส่งผลการตรวจสุขภาพรายบุคคลต้องปฏิบัติดังนี้</u>

1) จ่าหน้าซองและผนึกซองพร้อมประทับคำว่า " Confidential" หรือ "ลับ" เอกสารตัวจริงส่งถึงพนักงาน และสำเนาส่งถึง Q-EH-OH และ SHE แต่ละพื้นที่จะเป็นผู้นำส่งพนักงาน

แบบที่ 2 : *เล่มรายงานสรุปผลรวมพร้อม CD*

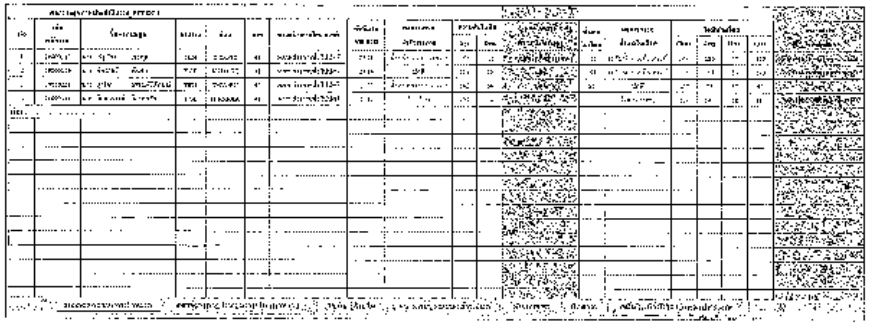
รายงานวิเคราะห์ผลการตรวจสุขภาพใน**ภาพรวมของพนักงาน**ที่เข้ารับการตรวจทั้งหมด (Summary Report) การจัดเรียงให้เรียงตามรหัสพนักงาน **จัดส่งภายใน 30 วันทำการ** นับจากวันสุดท้ายของการตรวจฯ ที่ GC group (นับจากวันสุดท้าย คนสุดท้ายของการพบแพทย์) โดยประกอบด้วยลักษณะข้อมูลอย่างน้อย ดังนี้

- ข้อมูลสรุปผลการตรวจสุขภาพของพนักงาน GC group เรียงตามสายงาน (กลุ่มธุรกิจ) โดยแยกเป็นฝ่ายและส่วน
- แสดงแนวโน้มของการเกิดปัญหาสุขภาพในแต่ละรายการตรวจฯ เปรียบเทียบความเที่ยงตรงและมาตรการเฝ้าระวังสุขภาพเพื่อป้องกันโรคจากการทำงานตาม parameter ของการตรวจ
- รายงานสรุปผล วินิจฉัยและข้อเสนอแนะแนวทางป้องกันแก้ไขโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์สำหรับความผิดปกติ 5 อันดับแรก (top five)
- แนบผล last calibration , standard method ในการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่าง
- แบบใบสรุปผลการตรวจ ฯ ว่าพบ / ไม่พบว่าเป็นความผิดปกติที่อาจเกี่ยวข้องสาเหตุจากทำงานโดยมีแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ลงนามรับรอง
- แพทย์อาชีวเวชศาสตร์ที่ลงนามในรายงานผลการตรวจสุขภาพจะต้องเป็นบุคคลเดียวกันที่มีสำเนาใบ Certificate อยู่ในหลักฐานที่แบบมา

x-cell file รายงานผลการวิเคราะห์ สรุปแยกแต่ละระบบตามที่บริษัทกำหนด

- จัดเตรียมผลการตรวจสุขภาพของพนักงานในรูป excel file (ผล lab ทุกรายการตรวจ) โดยจัดเรียงตามรหัสพนักงาน ผลการตรวจทุกรายการตรวจผล lab ผลการวินิจฉัยของแพทย์ผลการตรวจอื่นๆ จัดทำเป็น x- cell เรียงผลการตรวจ เรื่อยๆ จนครบทุกรายการตรวจ และทุกรายการจากผล lab ของพนักงานแต่ละบุคคลพร้อมจำแนกเป็นระบบ เช่น ระบบเลือดพร้อมระบุความผิดปกติในแต่ละระบบ ทุกระบบที่รายงาน ต้องจัดเรียงตามรหัสพนักงาน และจัดทำแยก file ตามให้กับ SHE แต่ละพื้นที่

รายงานสรุปผลการตรวจสุขภาพประจำปีกำหนดการส่งไม่เกิน 15 พฤศจิกายน ของทุกปี หรือ ตามที่ GC กำหนด



แบบที่ 3 : *สำเนาผลตรวจรายบุคคล* สำหรับ สถานพยาบาล

รายงาน**สรุปรายบุคคล** โดยสรุปผลทั้งหมดจากสมุดสุขภาพของพนักงานลงในกระดาษ 1 แผ่น พร้อมลงนามโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ **ส่งให้บริษัทฯ เพื่อจัดเก็บเป็นประวัติไว้ที่สถานพยาบาล ภายใน 30 วันทำการ** นับจากวันสุดท้ายของการพบแพทย์ ที่ GC group จัดเรียงตามรหัสพนักงานจัดส่งให้แต่ละ SHE พื้นที่

แบบที่ 4 : *ใบรับรองแพทย์สำหรับงานที่มีความเสี่ยงสูง* และใบรับรอง **Fitness Certificate**

1. สรุปความเห็นแพทย์ เป็นรายบุคคล สำหรับพนักงานกลุ่มเสี่ยงที่สามารถ และไม่สามารถเข้าทำงานในที่อับอากาศได้ตามกฎหมายหรืองานที่มีความเสี่ยงอื่นๆ พร้อมระบุสาเหตุที่ไม่สามารถเข้าทำงานได้ (รวมทั้งระบุรายชื่อของพนักงานที่ได้เข้ารับการตรวจในครั้งนี้ แต่ไม่มีสิทธิ์เข้าทำงาน) ทั้งนี้ให้แพทย์อาชีวเวชศาสตร์ลงลายเซ็นจริงรับรอง ส่งให้ SHE พื้นที่ **ภายใน 15 วันทำการ นับจากวันสุดท้ายของการตรวจฯ ในแต่ละพื้นที่ตรวจ**
2. ใบรับรองแพทย์สำหรับงานที่มีความเสี่ยงสูง ฉบับจริงให้พนักงาน
3. สำเนาผลใบรับรองแพทย์ สำหรับงานที่มีความเสี่ยงสูง - สถานพยาบาล จัดเรียงตามรหัสพนักงานจัดส่งให้แต่ละ SHE พื้นที่ใบรับรองแพทย์สำหรับงานอับอากาศ ต้องภายจัดส่งภายใน 15 วันของวันสุดท้ายของการตรวจของแต่ละพื้นที่

แบบฟอร์มสรุปผลการทำงาน%20fitness%20

4. สรุปผลสำหรับงานที่มีความเสี่ยงสูง และใบรับรอง **Fitness Certificate** ตามเอกสาร

แบบที่ 5 : *ผลการตรวจอื่นๆ*

ให้จัดเรียงผลการตรวจฯ แต่ละสายงาน โดยเรียง ตามรหัสพนักงาน ลงในแฟ้มรายงานผลการตรวจสุขภาพรายบุคคลสำหรับผลการตรวจอื่นๆ ซึ่งทำไว้สำหรับนำมาใส่ในแฟ้มประจำตัวของพนักงานซึ่งเก็บในสถานพยาบาลของแต่ละ SHE พื้นที่โดยรวบรวมผลการตรวจฯ รายการต่างๆ ไว้ด้วยกันและเย็บแยกกันเป็นรายบุคคล เช่น

- ผลตรวจการได้ยิน เทียบกับ baseline พร้อมคำวินิจฉัยแพทย์

- ผลการตรวจสมรรถภาพปอด ,กราฟ พร้อมคำวินิจฉัยแพทย์
- ผลการตรวจคลื่นไฟฟ้าหัวใจ, กราฟ พร้อมคำวินิจฉัยแพทย์ ของแพทย์ อาชีวเวชกรรมโรคหัวใจ
- ผลการตรวจ การรับสัมผัสสาร และผลการตรวจโลหะหนัก
- ผลการตรวจรายบุคคลอื่น
- ผลการตรวจสุขภาพรายบุคคลต้องจัดส่งให้พนักงานในวันพบแพทย์

เอกสารจัดส่งให้ หน่วยงานกลาง (Q-EH-OH)

แบบที่ 6 : *รายงาน E- FILE (E-HEALTH BOOK)*

1. ให้ดำเนินการจัดทำผลการตรวจสุขภาพของพนักงานที่ต้องรับการตรวจลงบนเอกสาร E-HEALTH BOOK ซึ่งประกอบไปด้วย 2 file ภายใต้ format ที่บริษัทกำหนด คือ
   - 1.1 File employee เฉพาะ ICT บริษัท GC upload
   - 1.2 File result รพ. ต้องดำเนินการ สำหรับ E- HEALTH BOOK ให้จัดทำในภาพรวมโดยไม่ต้องแยกพื้นที่
   - 1.3 รูปแบบ File ที่จะนำข้อมูลสุขภาพเข้าในระบบเขอมูลสุขภาพของบริษัท

สรุปสิ่งที่ ต้องจัดส่ง

รายการที่ต้องจัดส่ง	เอกสาร
ผลตรวจรายบุคคล	ตัวจริง –พนักงาน
	สำเนา -สถานพยาบาล
รายงานวิเคราะห์และสรุปผลการตรวจ	เล่มรายงาน และ File - SHE พื้นที่ - ตรวจสุขภาพประจำปี 15 พ.ย. ทุกปี
E-File รายงานผลการวิเคราะห์ พร้อมผลการวิเคราะห์ แยกแต่ละระบบ	File - SHE พื้นที่
ใบรับรองแพทย์สำหรับงานที่มีความเสี่ยงสูงและใบรับรอง Fitness Certificate และสรุปผลตามแบบ	ตัวจริง - พนักงาน
	สำเนา - สถานพยาบาล
E-Health Book	File ส่ง Q-EH-OH
E-File รายงานผลการวิเคราะห์ แยกแต่ละระบบ รวมพนักงานทุกคน	File - Q-EH-OH
File ผลการตรวจ กนอ.	File - Q-EH-OH
Walk in เพื่อเก็บตก	ภายใน 1 เดือนนับแต่วันพบแพทย์วันสุดท้ายของการพบแพทย์ใน place สุดท้าย เช่น วันสุดท้ายพบแพทย์ 30 มีนาคม ดังนั้น 1-30 เมษายน walk in ได้ รพ. คัดทำ เล่มรายงาน ถึงวันที่ 30

	แพทย์ เท่านั้น พนักงานเข้าตรวจวันที่กำหนดไม่นำผลมารวมเล่มให้ รพ. จัดส่งผลรายบุคคลให้ผู้ประสานงานแต่ละพื้นที่
ผลการตรวจที่ไม่รวมใน Book	พนักงานต้องเข้าตรวจให้ครบทุกรายการก่อนการพบแพทย์ 3 กาทิตย์ และ รพ ต้องจัดทำ book ให้พนักงาน สำหรับพบแพทย์ ถึงแม้ ผลการตรวจจะไม่ครบ ต้องจัดทำ book ผลตรวจที่มาภายหลัง ออก book แล้ว ให้ รพ จัดทำผลรายบุคคลแยกออกมา
รูปแบบ File ที่จะนำข้อมูลสุขภาพเข้าในระบบเขอมูลสุขภาพของบริษัท	ส่งให้ Q-EH-OH ตามรูปแบบที่บริษัทกำหนด ข้อมูลผลตรวจก่อนเริ่มงาน ตรวจตามปัจจัยเสี่ยง ตรวจประจำปี ผลการส่งตรวจซ้ำ อื่นๆ

ประเด็นเพิ่มเติมที่ผู้ให้บริการต้องปฏิบัติ :

7.2 รพ ที่ใช้บริการกลุ่มที่ 1 ดำเนินการดังนี้

รายงานผลทุกรายการตามแบบที่ 1 ถึง แบบที่ 5 ให้จัดทำเป็น 4 ชุด **ภายใน 45 วันทำการ** นับจากวันสุดท้ายของการตรวจฯ ที่ PTT GC เพื่อส่งให้แต่ละพื้นที่ให้บริการ ดังนี้

ชุดที่ 1 : ส่งให้ - GC 2 Q-SH-O1 รวมเล่ม 1-3

ชุดที่ 2 : ส่งให้ - GC 3 Q-SH-O2 รวมเล่ม 1-4

ชุดที่ 3 : ส่งให้- GC 2 Q-SH-O1 รวมเล่ม 1-1

ชุดที่ 4 : ส่งให้ Q-SH-PO แยกเป็น 3 เล่มดังนี้

- GC12 (GC 12: HDPE Plant 1)
- GC 2 (GC 2: HDPE Plant 2)
- GC 17 group (Plant (GCS)

ชุดที่ 5 : ส่งให้ Q-SH-EO แยกเป็น 4 เล่มดังนี้

- GC 16 group (GC Glycol)
- GC 9 (Lab center)
- GC 16 (Q-SH-EO)

ชุดที่ 6 : ส่งให้ Q-SH-O3 แยกเป็น 4 เล่มดังนี้

- GC 11 PTTPE (Ethane Cracker)

- GC 11 PTTPE (LLDPE)
- GC 11 PTTPE (LDPE)
- GC11 (Q-SH-O3)

ชุดที่ 7 : ส่งให้ Q-SH-PH แยกหลมดังนี้

- BPA
- Phenol

ชุดที่ 8

-GCP

-GCO

-GGC

รพ ที่ใช้บริการกลุ่มที่ 2 ดำเนินการดังนี้

รายงานผลทุกรายการตามแบบที่ 1 ถึง แบบที่ 5 ให้จัดทำเป็น 6 ชุด ภายใน 45 วันทำการนับจากวันสุดท้ายของการตรวจฯ ที่ GC เพื่อส่งให้แต่ละพื้นที่ให้บริการ ดังนี้

ชุดที่ 8 : ส่งให้ REF- ARO

- GC6 (REF)
- GC7
- GC 8 (Tank farm)
- GC 4 (ARO 1)
- GC 5 (ARO 2)

ชุดที่ 9 : สาย TEM & OTHER s

ชุดที่ 10 : GC 1 / GC 13(RO-Innovation)

รพ. ที่ใช้บริการกลุ่มที่ ตรวจในพื้นที่ ENCO ดำเนินการดังนี้

รายงานผลทุกรายการตามแบบที่ 1 ถึง แบบที่ 5 ให้จัดทำเป็น 4 ชุด ภายใน 45 วันทำการ นับจากวันสุดท้ายของการตรวจฯ ที่ GC เพื่อส่งให้แต่ละพื้นที่ให้บริการ ดังนี้

- GC
- GGC
- อื่นๆ

8. การรับประกันผลงาน

ผู้ให้บริการ ต้องรับประกันผลงานเป็นระยะเวลา 1 เดือนหลังจากวันส่งมอบงาน โดยจะต้องรับประกันมายใต้ใบรับรองแพทย์ที่ผู้ให้บริการออกให้กับ GC สามารถนำผลดังกล่าวไปใช้อ้างอิงต่อสถานบริการอื่นหรือหน่วยงานราชการได้ซึ่งแสดงถึงการยอมรับความมีมาตรฐาน และความน่าเชื่อถือในการให้บริการตรวจสุขภาพ

9. ข้อกำหนดอื่นๆ

9.1 ให้จัดรูปเล่มรายงานผลฯใส่แฟ้มมี Index แบ่งรายการตรวจฯให้ชัดเจนพร้อมระบุเลขหน้าและสารบัญ

9.2 รายงานผลการตรวจฯ ต่างๆให้ใช้รหัสพนักงาน (สามารถระบุทั้งรหัสพนักงานและ Hospital number)

9.3 ให้จัดทำแผ่น leaflet เพื่อประชาสัมพันธ์สิ่งที่ต้องปฏิบัติและขั้นตอนการเข้ารับบริการตรวจสุขภาพ ฯ แก่พนักงานทราบก่อนถึงวันตรวจ ฯ อย่างน้อย 2 สัปดาห์

9.4 กรณีที่มีความจำเป็นต้องส่งสิ่งส่งตรวจฯ เพื่อทำการ repeat ผู้ให้บริการจะต้องจัดบานพาหนะพร้อมเจ้าหน้าที่มาติดต่อรับสิ่งส่งตรวจดังกล่าว ณ สถานที่ๆ GC กำหนด

9.5 ในกรณีที่ผู้ให้บริการไม่สามารถส่งมอบงานที่มีคุณภาพตามเงื่อนไขในข้อที่ 6 และ 7 ได้ GC Group **สงวนสิทธิ์ที่จะปรับในอัตรา 0.1 % / วัน หลังจากกำหนดส่งผลวิเคราะห์การตรวจสุขภาพพนักงานล่าช้า และมูลค่าการปรับสูงสุดไม่เกิน 10% ของมูลค่างาน**

9.6 การวางบิล และการนำส่งผลการตรวจ ให้ดำเนินการวางบิลพร้อมผลการตรวจสุขภาพหรือสำเนาผลการตรวจสุขภาพทุกครั้ง มาพร้อมกับการวางบิล และ จัดส่งเดือนละ 1 ครั้ง

9.7 ขั้นตอนการ Scan ผลตรวจสุขภาพประจำปี อื่น ตามแอกสารแนบ

1.1 แยกตามรายการตรวจ ได้แก่ ผลเลือด EKG การได้ยินสมรรถภาพปอด ทรวงอก อัลตร้าซาวด์ แมมโมแกรม มะเร็งปากมดลูก

1.2 ในกรณีที่มีการตรวจซ้ำให้ตั้งชื่อตามรายการตรวจและเพิ่ม (รายละเอียดตามเอกสารแนบ)

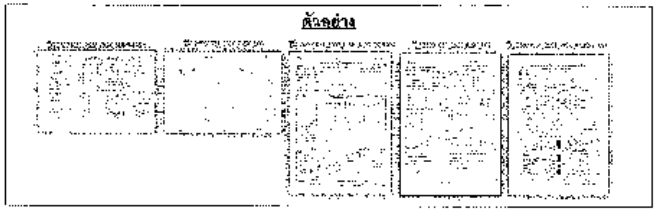
ตัวอย่าง SCAN เอกสาร

1.ขั้นตอนการ Scan ผลตรวจสุขภาพประจำปี

1.1 แยกตามรายการตรวจ ได้แก่ ผลเลือด EKG การได้ยิน สมรรถภาพปอด ทรวงอก อัลตร้าซาวด์ แมมโมแกรม มะเร็งปากมดลูก

1.2 ในกรณีที่มีการตรวจซ้ำให้ตั้งชื่อตามรายการตรวจและเพิ่ม (รายละเอียดตามเอกสารแนบ)

ตัวอย่าง



9.8 เงื่อนไขการจ่ายเงิน 70 % หลังดำเนินงาน 30 % หลังส่งมอบรายงานและ E-File รายละเอียดตามใน TOR

9.9 กรณีที่โรงพยาบาลไม่สามารถดำเนินได้ตาม TOR หรือมีปัญหาเรื่องของคุณภาพการบริการและอ่านและแปลผล ทาง GC มีสิทธิยกเลิกก่อนกำหนดครบกำหนดสัญญาได้

10 โรงพยาบาลต้องปฏิบัติตามกฎหมาย PDPA

11 รพที่ให้บริการอยู่ในระยะทางในพื้นที่ไม่เกิน 25 กิโลเมตร เพื่อสะดวกในการให้บริการตามพื้นที่

12 หมายเหตุเรื่องข้อร้องเรียน หากมีข้อร้องเรียน GC มีสิทธิ์ระงับเลิกสัญญาก่อน โดยทางบริษัทคู่สัญญาไม่มีสิทธิ์เรียกร้องค่าปรับ

<u>เอกสารแนบรายการตรวจ</u>

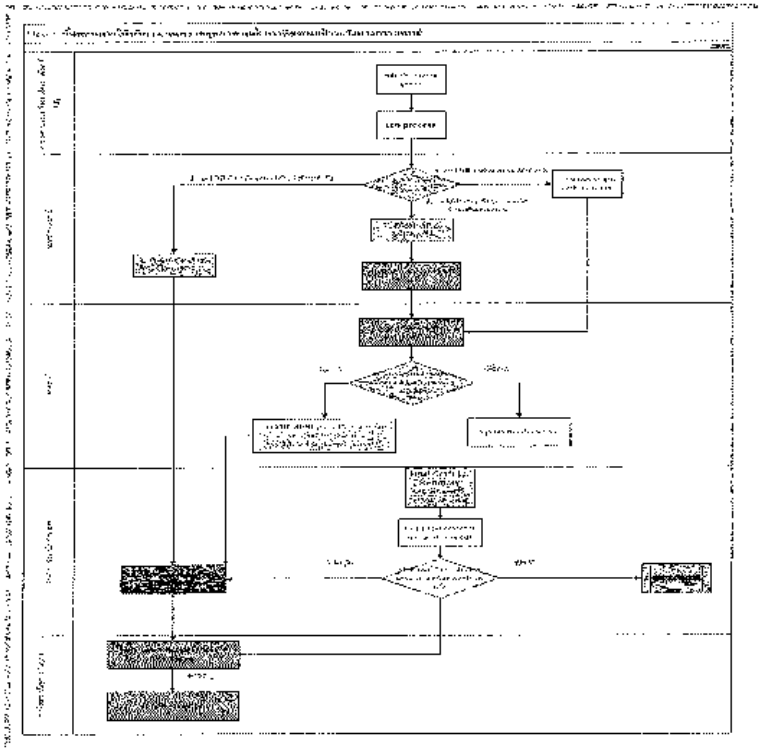
1. **เอกสารแนบรายละเอียด รายการตรวจสุขภาพ**

   รายการตรวจสุขภาพประจำปี

รายการตรวจสุขภาพ 61.xlsx

2. **เอกสารแนบ ลำดับขั้นตอนการบริการตรวจสุขภาพ**

flow tor.vsd



3. **FORMAT E-HEALTH BOOK 2 file**

Template_EMPLOYEE_QSHE.xlsx Template_CheckResult_20121011-new.xl

4. **X-cell file ผลตรวจสุขภาพ**

format ผลตรวจสุขภาพประจำปี 2 ตาม

Time line กระบวนการจัดหา
ในการเตรียมข้อมูลสัญญางานตรวจสุขภาพประจำปี 2566-2569

งานบริการตรวจสุขภาพพื้นที่ระยอง
GC+บริษัทลูก GGC / GCP / GCEC

- Dec 2022 – Jan 2023: user confirm number of employee (GC group)
- Feb 2023: TOR and clarified scope and specific data number of employee (GC group).
- Mar 2023: Procurement Survey hospital near rayong to join bidding
- Apr 2023: User provide Memo. for sourcing Annual Health Check with period 3 years
- May 2023: Procurement provide strategy to procurement committee
- Jul 2023: New contract
- Aug – Oct: Health check up

TOR and clarified scope

1. Hospital distance shall not over 25 Km from GC company.
2. Duration is 8 days per 1 plant Collect biological samples for 4 days Physical examination by a doctor for 4 days total duration of all 19 area about 3-4 months

➢33ข

เอกสารอ้างอิงที่โครงการใช้ในการตรวจสอบแนวท่อ

(Piping Inspection Code)

Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems

1 Scope

1.1 General Application

1.1.1 Coverage

API 570 covers inspection, rating, repair, and alteration procedures for metallic and fiberglass reinforced plastic (FRP) piping systems and both associated pressure-relieving devices that have been placed in service.

1.1.2 Intent

The intent of this code is to specify the minimum inspection and condition-monitoring program that is needed to determine the integrity of piping. That program should provide reasonably accurate and timely assessments to determine if any changes in the condition of piping could possibly compromise continued safe operation. It is also the intent of this code that owner-users shall maintain the inspection results that require corrective actions to assure the continued safe operation of piping.

API 570 was developed for the petroleum refining and chemical process industries but may be used where practical in any piping system. It is intended for use by organizations that maintain or have access to an authorized inspection agency, a repair organization, and a knowledgeable piping engineer. Inspectors and technicians, as defined in Section 3

1.1.3 Limitations

API 570 shall not be used as a substitute for the original construction requirements governing a piping system being installed in accordance with ASME B31.3 or in conjunction with any prevailing regulatory requirements. If the requirements of this code are more stringent than the regulatory requirements, then the requirements of this code shall prevail.

1.2 Specific Applications

The term "piping" as used in this code refers to the pipe, flanges, bolting, gaskets, relief devices, expansion joints, and specialty items (such as strainers, flame arrestors, etc.) within the piping system. The piping system includes the first block valve or other isolation device beyond the vessel or equipment it protects. The piping system includes piping in a process unit, tank farm, or other area, including piping in a dedicated utility system (such as steam, air, or water) that serves a process unit or tank farm. The piping system includes the piping from the last block valve or other isolation device that is dedicated to the process unit or tank farm. The piping system includes the piping from the last block valve or other isolation device that is dedicated to the process unit or tank farm. The piping system includes the piping from the last block valve or other isolation device that is dedicated to the process unit or tank farm.

1.2.1 Initial Field Services

Except as provided in 1.2.2, API 570 applies to piping systems for petroleum fluids, hydrocarbons, and similar flammable or toxic fluids which comprise the following:

a) Raw, intermediate, and finished petroleum liquids.

b) Raw, intermediate, and finished chemical liquids.

c) Catalysts.

d) Hydrogen, hydrocarbon, hydrogen and hydrocarbon.

e) Other chemicals and petroleum products which are flammable and/or toxic, as defined by jurisdictional regulations.

f) Industrial chemicals which are toxic or corrosive, as defined by jurisdictional regulations.

g) Cryogenic fluids such as LNG, LPG, LEG, etc.

h) High-pressure steam system downstream of the first block valve (for steam, generally, this is the first block valve downstream of the boiler).

1.2.2 Optional Piping Systems and Field Services

The field services and classes of piping systems listed below are optional. If it applies to the requirements of API 570:

a) Field services that are optional include the following:

1) Underground field services beyond the first block valve, as defined by jurisdictional regulations.

2) Water, including fire protection systems, steam, steam condensate, boiler feed water, and Category D fluid services, as defined in ASME B31.3.

b) Other classes of piping systems that are outside the scope of API 570 may be inspected in accordance with the applicable codes, by competent authorities.

1.3 Fitness-For-Service and Risk-Based Inspection (RBI)

This inspection code references Fitness-For-Service methods for evaluating in-service damage of pressure-containing components. API 579 provides detailed assessment procedures for specific types of damage that are referenced in this code. This inspection code recognizes RBI methods for determining inspection intervals. API 580 provides guidelines for conducting a risk-based assessment.

2 Normative References

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

API Publication 510, *Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration*

API Recommended Practice 571, *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*

API Recommended Practice 574, *Inspection Practices for Piping System Components*

API Recommended Practice 576, *Inspection of Pressure-Relieving Devices*

API Recommended Practice 577, *Welding Inspection and Metallurgy*

API Recommended Practice 578, *Material Verification Program for New and Existing Piping Systems*

API Standard 579-1/ASME FFS-1, *Fitness-for-Service*

API Recommended Practice 580, *Risk-Based Inspection*

API Recommended Practice 581, *Risk-Based Inspection Technology*

API Standard 653, *Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction*

API Recommended Practice 651, *Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks*

API Recommended Practice 750, *Management of Process Hazards*

API Publication 2009, *Safe Hot Tapping Practices in the Petroleum and Petrochemical Industries*

ASME B16.34[1], *Valves—Flanged, Threaded, and Welding End*

ASME B31.3, *Process Piping*

ASME B31G, *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*

ASME B31J, *Code Case 178 [1]*

ASME *Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Section V, Nondestructive Examination*

ASME BPVC, *Sections VIII, Divisions 1 and 2*

ASME BPVC, *Section IX, Welding and Brazing Qualifications*

ASME PCC-1, *Guidelines for Pressure Boundary Bolted Flange Joint Assembly*

ASME PCC-2, *Repair of Pressure Equipment and Piping*

ASNT CP-189[2], *A Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing*

ASNT CP-105[2], *Standard for Qualification and Certification of Nondestructive Testing Personnel*

ASTM G57[3], *Method for Field Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four-Electrode Method*

NACE RP 0169[4], *A Practical Guide to Field Inspection of FRP Equipment and Pipe*

NACE RP 0169[4], *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems*

NACE RP 0170, *Protection of Austenitic Stainless Steels and Other Austenitic Alloys from Polythionic Acid Stress Corrosion Cracking During Shutdown of Refinery Equipment*

NACE RP 0274, *High-Voltage Electrical Inspection of Pipeline Coatings Prior to Installation*

NACE RP 0285, *Application of Organic Coatings to the External Surfaces of Steel Pipe for Underground Service*

NACE RP 0291, *Refinery Injection and Process Mixing Points*

NFPA 704[5], *Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response*

[1] ASME International, 3 Park Avenue, New York, New York 10016-5990, www.asme.org
[2] American Society for Nondestructive Testing, 1711 Arlingate Lane, P. O. Box 28518, Columbus, Ohio 43228, www.asnt.org
[3] ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, Pennsylvania 19428, www.astm.org
[4] National Technology Institute, 1440 South Creek Drive, Houston, Texas 77084-4906, www.nace.org
[5] NACE International (formerly the National Association of Corrosion Engineers), 1440 South Creek Drive, Houston, Texas 77084-4906, www.nace.org
[6] National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts 02269-9101, www.nfpa.org

3 Terms, Definitions, Acronyms, and Abbreviations

3.1 Terms and Definitions

For the purposes of this standard, the following terms, definitions, acronyms, and abbreviations apply.

3.1.1
alloy material
Any metallic material (including welding filler materials) that contains alloying elements, such as chromium, nickel, or molybdenum, which are intentionally added to enhance mechanical or physical properties (with corrosion resistance). Alloys may be ferrous or nonferrous based.

NOTE Carbon steels are not considered alloys for purposes of this code.

3.1.2
alteration
A physical change to any component that has design implications affecting the pressure containing capability or flexibility of a piping system beyond the scope of its original design. The following are not considered alteration: components or duplicate replacements and the addition of small-bore attachments that do not require refurbishment of pressure parts.

3.1.3
applicable code
The code, code section, or other recognized and generally accepted engineering standard or practice to which the piping system was built or which is deemed by the owner of record or the piping engineer to be most appropriate for the situation, including but not limited to the latest edition of ASME B31.3.

3.1.4
ASME B31.3
A shorthand name for ASME B31.3, *Process Piping*, published by the American Society of Mechanical Engineers.

3.1.5
authorization
Referring to governmental inspections or authorization to perform a repair or alteration in the activity being performed.

3.1.6
authorized inspection agency
Defined as one of the following:

a) the inspection organization of the jurisdiction in which the piping system is used;

b) an organization, department, or an insurance company that is licensed or approved to write insurance for piping systems;

c) an owner or user of piping systems who maintains an inspection organization for activities relating only to the components and related piping systems owned by the owner or user;

d) an independent inspection organization hired by an owner to inspect the owner or user's piping systems that are used only by the owner or user and not for sale or resale;

e) an independent inspection organization hired or employed by the jurisdiction in which the piping system is used and employed by or under contract to the owner or user.

3.1.7
authorized piping inspector
An employee of an authorized inspection agency who is qualified and certified to perform the functions specified in API 570. An NDE examiner is not considered to be an authorized piping inspector. Whenever the term inspector is used in API 570, it refers to an authorized piping inspector.

3.1.8
auxiliary piping
Instrument and machinery piping, typically small-bore, secondary process piping that can be isolated from primary piping systems. Examples include instrument, seal oil lines, analyzer lines, balance lines, buffer gas lines, drains, and vents.

3.1.9
condition monitoring locations
CMLs
Designated areas on piping systems where potential deterioration is monitored.

NOTE Previously CMLs were referred to as "thickness monitoring locations" (TMLs). CMLs may contain one or more inspection points. CMLs can be plane through section of piping or a spot or grid where CMLs are located on a piping circuit.

3.1.10
construction code
The code or standard to which the piping system was originally built (e.g. ASME B31.3).

3.1.11
corrosion barrier
The corrosion allowance in FRP equipment typically composed of an inner surface and an interior layer which is specified as necessary to provide the best overall resistance to chemical attack.

3.1.12
corrosion rate
The rate of metal loss due to corrosion, erosion/corrosion or the chemical attack(s) with the environment either internal and/or external.

3.1.13
corrosion specialist
A person acceptable to the owner/user who is knowledgeable and experienced in the specific process chemistries causing corrosion mechanisms, materials selection, corrosion mitigation methods, corrosion monitoring techniques, and their impact on piping systems.

3.1.14
critical check valves
Check valves in piping systems that have been identified as vital to process safety.

NOTE Critical check valves are those that need to operate reliably in order to avoid the potential for hazardous events or unacceptable consequences (such as fire, toxic release, explosion, or equipment damage).

3.1.15
damage mechanism
Any type of deterioration encountered in the refining and chemical process industry that can lead to damage/degradation that affect the integrity of piping (e.g. corrosion, cracking, erosion, creep, and other mechanical impacts or thermal impacts). See API 571 for a comprehensive list and identification of damage mechanisms.

3.1.16
deadlegs
Components of a piping system that normally have no significant flow. Some examples include isolated branches, lines with normally closed block valves, lines with one end blanked, pressure/safety relief valve lines, sampling points, drains, flowmeter and instrument connections.

3.1.17
defect
An imperfection or a type or magnitude exceeding the acceptance criteria.

3.1.18
design pressure
The pressure at the most severe condition of coincident internal or external pressure and temperature (including static head) expected during service.

3.1.19
design temperature of a piping system component
The temperature at which, under the coincident pressure, the greatest thickness or highest component rating is required. It is the same as the design temperature defined in ASME B31.3 and other code sections and is subject to the same rules relating to allowances for variations of pressure or temperature or both. Design metal temperature performed by calculation defined elsewhere in this document.

NOTE These functions could be provided in some software packages by NDE personnel using engineering expertise.

3.1.20
examination point
monitoring point
measurement point
test point
An area within a CML defined by a circle having a diameter not greater than 2 in. (50 mm) for a pipe diameter not exceeding 10 in. (250 mm), or not greater than 3 in. (75 mm) for larger pipes and vessels. CMLs may contain multiple test points.

NOTE Each point is large enough to allow for a minimum of four readings (e.g. including one for greater than).

3.1.21
examinations
Quality control functions performed by examiners (e.g. NDE).

3.1.22
examiner
A person who assists the inspector by performing specific NDE on piping system components but does not evaluate the results of those examinations in accordance with API 570 unless specifically trained and authorized to do so by the owner or user.

3.1.23
external inspection
A visual inspection performed from the outside of a piping system to find conditions that could impair the piping systems' ability to maintain pressure integrity or operations (such components for integrity of the coating and insulation covering, the supporting structures and attachments to equipment, pipe supports, bolted flanges, valves, flexible hoses, instruments, and small-bore connections).

3.1.24
fitness-for-service evaluation
A multidisciplinary engineering focus and other disciplines/damage mechanisms within piping systems are assessed in order to determine the structural integrity of the piping for continued service.

3.1.25
fitting
Piping components usually associated with a change in the direction or diameter. Fittings are not considered flanges.

3.1.26
flammable materials
As used in this code, includes liquids, vapors, and gases, which will support combustion. Refer to NFPA 704 for guidance on classifying materials.

3.1.27
FRP specialist
A person acceptable to the owner/user who is knowledgeable and experienced in FRP's concerning the process chemistries, degradation mechanisms, materials selection, failure mechanisms, fabrication methods and their impact on piping systems.

3.1.28
general corrosion
Corrosion that is distributed more or less uniformly over the surface of the piping as expressed in being uniform in nature.

3.1.29
hold point
A point in the repair or fabrication process beyond which work may not proceed until the required inspection has been performed and documented.

3.1.30
impact conditions
Range of piping characteristics (hot boring installation that may be subject to acceleration effects during its technology and operation results).

3.1.31
indication
A representation of evidence resulting from the application of a nondestructive examination technique.

3.1.32
Industry-qualified UT shear wave examiner
A person who possesses an advanced shear wave qualification from the API (e.g. API QUPIT) or an equivalent qualification approved by the company.

NOTE Refer to commentary are defined in the API 570 website.

3.1.33
injection point
Injection points are locations where chemicals or process additives are introduced into a process stream. Examples include neutralizers, process antifoulants, corrosion inhibitors, biocide formulations, caustic, and water washes are most often encountered in requiring special attention in designing the point of injection. Process additives, chemicals and water are injected into process streams in order to achieve specific process objectives.

NOTE Injection points design includes distance where the process streams are fully mixed.

EXAMPLE Corrosion inhibitors in refineries, water injection in overhead systems, polysulfide injection on catalytic cracking units, antifoam injections, antifouling, and dispersants.

3.1.34
in-service
Piping systems pressured operation (pressured).

NOTE 1 Does not include piping systems that are not under pressure or in contact with process prior to being placed in service or piping systems that have been retired.

NOTE 2 Piping systems are not subject to operation due to an outage of the process, maintenance or other maintenance activity are still considered to be "in service." Isolated piping is also considered in service. Whenever entire piping circuit is not isolated or not considered in service.

3.1.35
inspection activities
All inspection activities associated with piping after it has been initially placed in service, but before it has been retired.

3.1.55
inspection
The visual, thickness, or in-service examination for any combination of the threat of failure) conducted by the authorized inspector or his/her designee

NOTE NDE may be conducted by contractor at the direction of the authorized piping inspector and become part of the inspection process, but the contracted piping inspector shall review and sign off on the results

3.1.57
inspection code
Standard Use for this code (API 570).

3.1.58
inspection plan
A documented plan for directing the scope, extent, and timing of the inspection activities for piping systems which may include recommended repair and/or mitigation

3.1.59
inspector
An authorized piping inspector

3.1.60
integrity operating envelope
integrity operating window
Established limits for process variables that can affect the integrity of the piping system if the process operation deviates from the established limits for a predetermined amount of time

3.1.61
internal inspection
An inspection performed of the inside of a piping system using visual and/or NDE techniques

3.1.62
jurisdiction
A legally constituted governmental organization that may adopt rules relating to piping systems

3.1.63
level bridle
A level gauge glass or piping externally attached to a vessel

3.1.64
localized corrosion
Corrosion that is confined to a limited area of the metal surface

3.1.65
hazardous
A safety procedure used to ensure that piping is properly isolated and cannot be pressurized or put back in service while in the performance of inspection, maintenance or work activity

3.1.66
major repairs
Welding repairs that involve removal and replacement of large sections of piping systems

3.1.67
management of change
MOC
A documented management system for review and approval of changes to process or piping systems prior to implementation of the change

3.1.68
material verification program
A documented quality assurance procedure used to assure material alloy materials (including welded and mechanically where specified) to verify conformance with the contract or specified alloy content designated by the manufacturer.

NOTE This program may include a description of methods for using material testing (alloy content analysis, mechanical testing).

3.1.69
maximum allowable working pressure
MAWP
The maximum internal pressure permitted in the piping system for continuous operation at the most severe condition of coincident internal or external pressure and temperature (including static head) for which the piping system is the design pressure, as defined in ASME B31.3 and other code sections, and is subject to the same rules relating to allowances for variations of pressure or temperature or both

3.1.70
minimum design metal temperature
MDMT
The lowest temperature at which a specified pressure load (e.g. operating load, start-up load, shutdown load, etc.) can be applied to piping systems as defined in the applicable construction code

EXAMPLE ASME B31.3, applied Use, Paragraph 323.2 "Temperature Limitations."

3.1.71
minimum required thickness
The thickness without corrosion allowance for each components of a piping system based on the applicable design code calculations and code allowable stress that consider pressure, mechanical and structural loading.

NOTE Alternatively, required thickness can be measured using Example for Corrosion Allowance in conjunction with API 570 in ASME B31.3

3.1.72
nominal
Denotes the value, size, or name of a plate or pipe, or process, dimension or rating approximate, rather than exactly correct. Nominal design stress, operating load, under pressure monitoring are values to avoid minimum pressure. Not to present the ASME and API standards. However they need to be identified and evaluated for example implications and/or

3.1.73
organic material
Material that is not in accordance with specified chemical elements or other requirements

3.1.74
overpressure boundary
Components and attachments of or the section of piping that does not contain the process fluid

EXAMPLE Pipe shoes, rigids, supports, cross flanges, flange, insulation, instrumentation, etc.

3.1.75
off-site piping
Piping systems not enclosed within the fire resistant limits of a process unit, such as in hydrocarbon, or chemical storage or a tank farm

EXAMPLE Tank farm piping and other piping connections (piping outside the limits of the process unit

3.1.76
on-site piping
Piping systems located within the fire limits of a process unit, such as a hydrocracker or alkylate complex, or a crude unit.

3.1.77
on-stream
A condition when a hydrocarbon piping system has not been prepared for an internal inspection

NOTE Piping systems that are in service can also be empty or with gas in the internal spaces, but is not in service and not in a safe state of the piping system

3.1.78
on-stream inspection
An inspection performed from the outside of piping systems while they are on stream using NDT procedures to establish the integrity of the pressure boundary for expected operations

3.1.79
overdue inspection
Piping inspections for in-service equipment that have not been performed by their due date documented in the inspection schedule

3.1.80
overhead piping
Piping located where leakage liquid or vapor would not be hazardous to personnel, equipment or the environment

3.1.81
owner/user
An entity or user of piping systems who assumes control over the operation, engineering, inspection, repair, alteration, pressure testing, and rating of the piping

3.1.82
owner/user inspector
An authorized inspector employed by an owner/user who has qualified by written examination under the provisions of Sections 4 and Annex A.

3.1.83
pipe
A pressure-tight cylinder used to convey a fluid or to transmit a fluid pressure and that is commonly designated "pipe" in applicable material specifications

NOTE Materials designated as "tube" or "tubing" in the specifications are treated as pipe in the case where intended to convey fluid

3.1.84
piping
Piping system that is supported by combinations of attachments to structure (including vessels, tanks and equipment)

3.1.85
piping circuit
A portion of piping line is exposed to a process environment of similar corrosivity or experience damage mechanism and consist of similar design conditions and construction material

NOTE 1 Circuits process side of piping systems are closed and piping circuit is subject to multiple or no isolation valves, exchanger, exchanger

NOTE 2 When establishing the boundary of a particular piping circuit, the inspector may find it is a to provide a sketch (image) for understanding and performing field inspection.

3.1.86
piping engineer
One or more persons or organizations acceptable to the owner or user who are knowledgeable and experienced in the engineering disciplines associated with evaluating mechanical and material characteristics affecting the integrity and suitability of piping components and systems. The piping engineer, by consulting with appropriate specialists, should be required as a minimum of an office necessary to properly address a technical requirement

3.1.87
piping system
An assembly of interconnected piping consists that are subject to the same design and of design conditions and used to convey, distribute, mix, separate, discharge, control, or mix fluid flows

NOTE Piping system also include pipe-supporting elements but do not include support structures, such as structural frames and foundations

3.1.88
positive material identification
PMI
Any physical evaluation or test of a material to confirm that the material, which has been or will be placed into service, is consistent with the selected or specified alloy material designated by the manufacturer

NOTE These evaluations or tests can provide a reliable or qualitative information which supplied by the material alloy composition

3.1.89
postweld heat treatment
PWHT
The process of the controlled application of heat to a welded assembly or a portion of fabricated piping to an elevated temperature after completion of welding in order to relieve the consumed stress of welding heat, such as reduce residual stresses, reduce hardness, and/or slightly modify properties (See ASME B31.3 paragraph 331)

3.1.90
pressure boundary
The portion of the piping that contains the pressure resisting piping elements joined or assembled and pressure tight including piping systems. Pressure boundary components include pipe, tubing, flanges, gaskets, bolting, valves, and other devices such as expansion joints and flexible joints

NOTE Pressure boundary includes bonnets, bellows

3.1.91
pressure design thickness
Minimum allowed wall thickness needed to hold design pressure at the design temperature

NOTE 1 Pressure design thickness is determined using the wall stress formula, including needed for structural stability

NOTE 2 Pressure design thickness does not include thickness for structural loads, corrosion allowance or manufacturer

3.1.92
primary process piping
Process piping in normal, active service that cannot be valved off, or, if valves are valved off, would significantly affect unit capability. Primary process piping normally includes most process piping greater than NPS 2, and typically does not include small bore or auxiliary process piping (see also secondary process piping)

3.1.93
procedure
A document that specifies or describes how an activity is to be performed on a piping system

NOTE A procedure may include methods to be employed, equipment or materials to be used, qualifications of personnel involved, and sequence of work

3.1.74
process piping
Piping within a plant, or attached to a plant, or associated with a refinery or manufacturing facility. Process piping includes pipework, tank farm, and process unit piping, but excludes utility piping.

3.1.75
quality assurance
All planned, systematic and preventative actions required to determine if materials, equipment, or services will meet specified requirements so that the piping will perform satisfactorily in service.

NOTE The contents of a quality assurance inspection manual for piping systems are outlined in 9.1.1.

3.1.76
quality control
Those physical activities that are conducted to check conformance with specifications in accordance with the quality assurance plan.

3.1.77
repair
Activity that restores an existing component, lining, or portion of a piping circuit and replaces it with item of existing same materials of the same or better quality as the original piping component.

3.1.78
rerate
The work necessary to rerate a piping system to a condition suitable for safe operation at the design conditions. If any of the restrictive changes result in a change of design temperature or pressure, the requirements for rerating also shall be satisfied. Any welding, cutting, or grinding operation on a pressure-containing piping component are specifically considered as operation to be considered a repair.

3.1.79
repair organization
Any of the following:

a) an owner or user of piping systems who repairs or alters his or her own equipment in accordance with API 570;

b) a contractor whose qualifications are acceptable to the owner or user of piping systems and who makes repairs or alterations in accordance with API 570;

c) organization authorized by, acceptable to, or otherwise not prohibited by the jurisdiction and who makes repairs or alterations in accordance with API 570.

3.1.80
rerating
Calculations to establish pressures and temperatures appropriate for a piping system, including design pressure, temperature, MAWP, external pressure, minimum thickness, etc.

3.1.81
rerate
A change in the design temperature, design pressure or the MAWP of a piping system (sometimes called rerating). A rerating may consist of an increase, a decrease, or a combination of both. Rerating does not imply design conditions to a higher or lower numerical value.

3.1.82
risk-based inspection
RBI
Risk assessment and risk management process that is focused on inspection planning for piping systems for loss of containment in pressure boundary, which considers both the probability of failure and consequence of failure due to material deterioration.

3.1.83
scanning
Inspection technique used to find the lowest thickness measurement on a CML. See guidance contained in API 574.

3.1.84
secondary barrier
An additional safeguard against leaks and explosions of FRP piping.

3.1.85
secondary process piping
Process piping, which SBP downstream of block valves that can be closed to isolate especially critical the process unit capability.

3.1.86
separable piping
SBP
Piping that is less than or equal to NPS 2.

3.1.87
sump-in-sump
SIS
An area in which external containment may occur especially buried pipe.

NOTE The sump in the sump will only contribute an factor such as moisture, oxygen content of the soil, and operating temperature. The sump capacity is considered to be from 12 in. (300 mm) below to 6 in. (150 mm) above the waterline. Pipe buried partial with the sump within that contour the total volume.

3.1.88
spool
A section of piping accommodated by flanges or other connecting fittings such as valves.

3.1.89
structural attachment elements
Attachments to pipe such as support elements, lugs, or clamps and other welding.

3.1.90
temporary repairs
Repairs made to piping systems in order to restore physical integrity to maintain safe operation until permanent repairs can be scheduled and accomplished when a time limited inspection is the operation of piping system.

3.1.91
tank farm piping
Process piping which has tank farm class or quality assurance with a tank farm.

3.2 Acronyms

CUI	corrosion under insulation
CUI	corrosion under insulation including stress corrosion cracking under insulation
FRP	fiberglass reinforced plastic
LT	long term
MOC	management of change

MAWP	maximum allowable working pressure
MDR	manufacturer's data report
MT	magnetic particle inspection
NDE	nondestructive examination
NDE	nondestructive examination methods appropriate by the owner-user organization (another method or with equivalent)
PQR	procedure qualification record
PT	liquid penetrant testing
PWHT	postweld heat treatment
RBI	risk-based inspection
RT	radiographic examination (X-ray or gamma ray)
RTP	reinforced thermoset plastic
SBP	small-bore piping
ST	short term
SMYS	specified minimum yield strength
UT	ultrasonic examination (thickness)
WPS	welding procedure specification

4 Owner/User Inspection Organization

4.1 General

An owner/user of piping systems shall assume control of the piping system inspection program, inspection frequencies, and maintenance and is responsible for the duties of an authorized inspection agency in accordance with the provisions of API 570. The owner/user inspection organization also shall control activities relating to the rerating, repair, and alteration of its piping systems.

Integrity operating envelopes (windows) should be established for process parameters (flow, pressure, and chemical) that could impact equipment integrity if not properly controlled. Examples of the process parameters include temperature, pressure, fluid velocities, pH, corrosion rates, chloride or water injection rates, levels of corrosive contaminants, chemical composition, etc. Key process parameters for integrity operating envelopes should be identified and implemented, upper and lower limits established, recorded, and deviations from these limits should be brought to the attention of inspection/engineering personnel. Particular attention to monitoring integrity operating envelopes should also be provided during startups, shutdowns and significant process upsets.

4.2 Authorized Piping Inspector Qualification and Certification

Authorized piping inspectors shall have education and experience in accordance with Annex A of the inspection code. Authorized piping inspectors shall be certified in accordance with the provisions of Annex A. Whenever the term inspector is used in this code, it refers to an authorized piping inspector.

4.3 Responsibilities

4.3.1 Owner/User Organization

4.3.1.1 Systems and Procedures

An owner/user organization is responsible for developing, documenting, implementing, executing, and managing piping inspection systems and inspection procedures that will meet the requirements of the inspection code. These systems and procedures will be contained in a quality assurance inspection/integrity management system that shall include:

a) organization and reporting structure for inspection personnel;

b) documenting and recording inspection and quality assurance procedures;

c) documenting and reporting inspections and test results;

d) developing and documenting inspection plans;

e) developing and documenting risk-based assessments;

f) developing and documenting the appropriate inspection intervals;

g) corrective action for inspection and test results;

h) internal auditing for compliance with the quality assurance inspection manual;

i) review and approval of drawings, design calculations, and specifications for repairs, alterations, and rerates;

j) ensuring that all personnel and materials for piping inspection, repairs, alterations, and rerating are acceptable and meet;

k) reporting to the authorized piping inspector any process changes or deviations affecting piping integrity;

l) training requirements for inspection personnel including inspection tools, techniques, and technical knowledge base;

m) controls necessary so that only qualified welders and procedures are used for all repairs and alterations;

n) controls necessary so that only qualified NDE personnel and procedures are utilized;

o) controls necessary so that only materials conforming to the applicable section of the ASME Code are utilized for repairs and alterations;

p) controls necessary so that all inspection, measurement, and test equipment are properly maintained and calibrated;

q) controls necessary so that the work of contract inspection or repair organizations meet the same inspection requirements as the owner/user organization;

r) internal auditing requirements for the quality control system for pressure-relieving devices.

4.1.1.2 MOC

The owner/user is also responsible for implementing an effective MOC process that will monitor and control changes to the process and to the hardware. An effective MOC process is vital to the success of any piping integrity management program in order that the inspection group will be able to anticipate changes in corrosion or other deterioration variables and alter the inspection plan to account for these changes. The MOC process shall include the appropriate multidisciplinary expertise and expertise in order to effectively assess what changes might affect piping integrity. The inspection group shall be involved in the approval process for changes that may affect piping integrity. Changes to the hardware and/or process shall be included in the MOC process to ensure its effectiveness.

4.2.2 Piping Engineer

The piping engineer is responsible to the owner/user for activities involving design, engineering review, rating analysis, or evaluation of piping systems covered by API 570.

4.2.3 Repair Organization

All repairs and alterations shall be performed by a repair organization. The repair organization shall be responsible to the owner/user and shall provide the materials, equipment, quality control and welding/brazing necessary to maintain and repair the piping systems in accordance with the requirements of API 570.

4.2.4 Authorized Piping Inspector

When alterations, repairs, or inspections are being conducted on piping systems, an authorized piping inspector shall be responsible to the owner/user for determining that the requirements of API 570 on inspection, examination, quality assurance and testing are met. The inspector shall be directly involved in the inspection activities which include, but are not limited to, review of the inspection data and activities to ensure that procedures are followed. The inspector is also responsible for evaluating the status of the inspection (with appropriate consultation with engineer/specialist where applicable) and deciding upon the findings of the inspection. Where nonconformances are discovered, the inspector is responsible for notifying the owner/user in a timely manner and making appropriate repair or other mitigation recommendations.

The authorized piping inspector may be assisted in performing visual inspections by other properly trained and qualified individuals, who may or may not be certified piping inspectors (e.g. engineers and operating personnel). However, performing NDE shall meet the qualification specified in 4.2.5 but need not be authorized piping inspectors. However, all examination results shall be reviewed and accepted by the authorized piping inspector.

4.2.5 Examiners

4.2.5.1 The examiner shall perform the NDE in accordance with job requirements.

4.2.5.2 The examiner is not required to be certified in accordance with Annex A and does not need to be an employee of the owner/user. The examiner shall be trained and competent in the NDE procedures being used and may be required by the owner/user to prove competency by testing examiners in open procedures. Examples of other organizations that may be required include ASNT SNT-TC-1A, ASNT CP-189, and ASTM E329.

4.2.5.3 The examiner's employer shall maintain certification records of the examiner (employer including dates and results of personnel qualifications). These records shall be available to the inspector.

4.2.6 Other Personnel

Operating, maintenance, engineering or other personnel who have special knowledge or expertise related to corrosion piping systems shall be responsible for timely notification to the inspector or engineer of issues that may affect piping integrity such as the following:

a) any process that requires MOC;

b) operations outside defined integrity operating envelopes;

c) changes in source of feedstock and other process fluids;

d) piping failures, repair actions conducted and failure analysis reports;

e) cracking and deterioration mechanisms, visual or other nondestructive inspections that could affect piping and equipment integrity;

f) results of inspections by other plants that have had the same corrosion or piping and equipment failures;

g) any unusual conditions that may develop (e.g. upsets, leaks, vibration, etc.).

5 Inspection, Examination, and Pressure Testing Practices

5.1 Inspection Plans

5.1.1 Development of an Inspection Plan

5.1.1.1 An inspection plan shall be established for all piping systems within the scope of this code. The inspection plan shall be developed by the inspector and/or engineer. A consistent approach should be followed to clearly prioritize damage mechanisms and specific locations where degradation may occur. A consistent approach should be followed when developing the inspection plan for piping systems that operate in cryogenic temperature service. For API 570 piping systems that operate below the minimum design metal temperature.

5.1.1.2 The inspection plan is developed from the analysis of several sources of data. Piping systems shall be prioritized based on potential or possible types of damage mechanisms. The locations and the extent of NDE should be indicated to achieve risk and effectiveness. Identify the damage mechanisms to the severity of damage. Examinations shall be scheduled at intervals that consider the:

a) type of damage;

b) rate of damage progression;

c) extent of the damage and the type of damage;

d) capability of the NDE method to identify the damage;

e) [illegible] and standards; and

f) [illegible]

Additionally, the use of API 580 § 2.1.5 is recommended when considering the inspection extent, and to obtain recent operating history and NDE records that may provide inspection data.

5.1.1.3 The inspection plan should be developed using the most appropriate sources of information including those references listed in Section 2. Inspection plans should be reviewed and amended as needed when variables that may affect damage mechanisms and/or corrosion rates are identified. See API 580 for more information on the development of inspection plans.

5.1.2 Minimum Contents of an Inspection Plan

The inspection plan shall contain the inspection tools and techniques needed to monitor damage mechanisms and assure the pressure integrity of the piping systems. The plan should:

a) define the type(s) of inspection needed, e.g. internal, external, or [illegible];

b) identify the most inspection data for each equipment type;

c) describe the inspection methods and NDE techniques;

d) describe the extent and locations of inspection and NDE or tests;

e) describe the service life and requirements needed for inspections and examinations for each type of inspection;

f) describe the requirements of any needed pressure test (e.g. type of test, test pressure, test temperature, test duration); and

g) describe any required repairs of known or potentially planned before the upcoming inspection.

Generic inspection plans based on industry standards and practices may be used as a starting point to develop inspection plans. The inspection plan may be very detailed in a single document, however the contents of the plan should be readily accessible from inspection data systems.

5.1.3 Additional Contents of an Inspection Plan

Inspection plans may also include other details to assist in understanding the rationale for the plan and in executing the plan. Some of these additional details:

a) identifying the types of damage anticipated or encountered in the piping system;

b) defining the location of the potential damage;

c) defining any special access and preparation needed.

5.2 RBI

RBI can be used to determine inspection intervals and the type and extent of future inspection activities.

When the owner/user chooses to conduct an RBI assessment it shall include a systematic evaluation of both the probability and the associated consequence of failure, in accordance with API 580. API 581 provides an RBI methodology that uses risk factors based on API 580.

Identifying and evaluating potential damage mechanisms, current equipment condition and the effectiveness of the past inspections are important steps in assessing the probability of piping failure. Identifying and evaluating the potential hazards, potential injuries, environmental damage, equipment damage and equipment downtime are important steps in assessing the consequence of piping failure. Identifying integrity operating envelopes for key process variables is an important prerequisite to RBI (see 4.1).

5.2.1 Probability Assessment

The probability assessment should be in accordance with API 580 and shall be based on a formal damage mechanism review to be expected to affect components in the particular service. Examples of liquid damage mechanisms are shown in Table 1. Additionally, the effectiveness of the inspection practices since last and cumulative inspection by looking at the external damage mechanisms should be evaluated.

Any damage that should be considered in a probability assessment includes:

a) corrosion resistance of the materials of construction;

b) external design or fabrication features to operating conditions;

c) significant changes in the design basis and fabrication details;

d) effectiveness of corrosion monitoring programs;

e) the quality of inspection data and evaluation specific to service/damage mechanisms;

f) how the damage mechanisms and environment interrelate;

g) operating conditions both past and projected.

Piping failure data will be important information for the personnel when conducting a probability assessment.

5.2.2 Consequence Assessment

The consequence of a release is dependent on type and amount of process fluid contained in the equipment. The consequence assessment shall be in accordance with API 580 and shall consider the potential incidents that may occur as a result of fluid discharge, the size of a potential release, and the type of a potential release (including or toxic, fire, or blast overpressure). The assessment should also determine the potential outcomes that may come as a result of fluid release or equipment damage, which may include health effects, environmental impact, additional equipment damage, and process downtime or shutdown.

5.2.3 Documentation

5.2.3.1 Documentation for RBI assessments shall be thoroughly documented in accordance with API 580 clearly defining the basis, sensitivity to both the probability and consequence of a failure of the equipment.

After an RBI assessment is completed, the results can be used to establish the equipment inspection plan and below within the following:

a) the most appropriate inspection and NDE methods, tools, and techniques;

b) the extent of NDE (e.g. percentage of equipment to examine);

c) the interval for internal/external inspections, external NDE or pressure tests;

d) the need for pressure testing after damage has occurred or other repair/alterations have been completed;

e) the prevention and mitigation steps to reduce the probability and consequence of inspection failure (e.g. results, process changes, inhibitors, etc.).

5.2.4 Frequency of RBI Assessments

When RBI assessments are used to set component inspection intervals, the assessment shall be updated after each equipment inspection as defined in API 580. The RBI assessment shall also be updated each time process or hardware changes are made or after any event occurs that could significantly affect damage rates or damage mechanisms. The maximum intervals between RBI assessments are outlined in 5.2.2, Table 2.

5.3 Preparation for Inspection

5.3.1 General

Safety precautions shall be followed when preparing piping systems for inspection and maintenance activities to eliminate exposure to hazardous fluids, energy sources, and physical hazards. Regulations for these established by the U.S. Occupational Safety and Health Administration (OSHA) govern many aspects of piping systems inspection and shall be followed where applicable. In addition, the owner/user's safety procedures shall be reviewed and followed. See API 574 for more information on the safety aspects of piping inspection.

Procedures for segregating piping systems, installing blinds (blanks) and testing bellows should be an integral part of safety practices for turnaround preparations. Appropriate safety procedures shall be taken before any piping system is opened and before some types of external inspection are performed. In general, the section of piping to be opened should be isolated from all sources of hazardous liquids, gases, or vapors and purged to remove all of the liquid or flammable gases and vapors.

5.3.2 Inspection Equipment Preparation

All tools, equipment and protective protection equipment used during piping work (e.g. expansion joint pressure testing, hoses, and scaffolds) shall be checked for damage and/or operability prior to use. Piping equipment and the tools, equipment, and scaffolds are subject to the company's safety requirements for electrical equipment. Other equipment that might be needed for the piping system access, such as piping, scaffolding, and portable ladders, should be checked for adequacy and safety before being used.

During preparation of piping systems for inspection, personal protective equipment shall be worn when required either by regulations, the contractor, or the repair organization.

5.3.3 Communication

Before starting any piping system inspection and maintenance activities (PSIM), pressure testing, repair, or alterations, personnel should obtain permission from operating personnel responsible for the piping to work on the equipment.

When inspections are based in large piping systems, all operations working around the equipment should be informed that people are working on the piping. Individuals working inside the piping should be informed when any work is going to be done on the outside of the piping.

5.3.4 Piping Entry

Prior to entering large piping, the piping system shall be isolated from all sources of liquid, gases, vapors, electricity, mechanical and other sources of energy. The piping system should be cleaned, purged, blanked, ventilated, gas tested and locked out/tagged out before it is entered.

Procedures to ensure continuous safe ventilation and precautions to ensure safe egress/emergency evacuation of personnel from the piping system should be strictly observed in all these activities. Documentation of these procedures is required prior to any piping system entry.

Before entering piping systems, individuals shall obtain permission from the responsible operating personnel. Where required for confined space entry, personnel protective equipment shall be worn that will protect individuals from specific hazards that may exist in the piping system.

5.3.5 Records Review

Before performing any of the required inspections, inspectors shall familiarize themselves with prior history of the piping system for which they are responsible. In particular, they should review the piping systems prior inspection records, prior repairs, current inspection plan, and/or other service histories. Additionally it is advisable to ascertain recent operating history that may affect the inspection plan. The types of damage and failure modes experienced by piping systems are provided in API 571 (Parts) and API 579/ASME FFS-1.

5.4 Inspection for Types and Locations of Damage Modes of Deterioration and Failure

5.4.1 Equipment Damage Types

5.4.1.1 Piping systems are susceptible to various types of damage by several damage mechanisms. Typical damage types and mechanisms are shown in Table 1.

Table 1—Some Typical Piping Damage Types and Mechanisms

Damage Type	Damage Mechanism
Wet carbon steel metal loss	Corrosion Erosion Microbiologically influenced corrosion Galvanic corrosion Crevice corrosion Erosion/corrosion Galvanic corrosion Cavitation
Carbon steel cracking	Fatigue Caustic stress corrosion cracking Sulfide stress cracking Polythionic acid stress corrosion cracking Polythionic acid stress corrosion cracking Stress corrosion cracking Other forms of environmental cracking
Dissimilar metal cracking	Stress corrosion cracking
Alloy/stainless steel cracking	High temperature hydrogen attack Creep
Metallurgical changes	Graphitization Temper embrittlement Sigma phase formation
Bulging	Hydrogen blistering
Geometrical changes	Creep and stress rupture Thermal
Material/mechanical changes	Brittle fracture

NOTE API 571 has a much more complete listing and description of damage mechanisms experienced in refinery and petrochemical industry.

5.4.1.2 The potential or potential of damage in equipment, as evidenced by type and rate of corrosion, design conditions, and operating conditions. The inspector should be familiar with these conditions and with the correct and characteristics of potential defects and damage mechanisms associated with the equipment being inspected.

5.4.1.3 Detailed information concerning common damage mechanisms (failure modes, appearance, and typical inspection and monitoring techniques) is found in API 571 [1] and other sources of information on damage mechanisms included in the bibliography. Additional recommended inspection practices for specific types of damage mechanisms are described in API 574 [4].

5.4.2 Areas of Deterioration for Piping Systems

Each component NDE practice should address the need for inspection of piping systems that are susceptible to the following specific types and forms of deterioration:

a) corrosion pockets and pits/pools

b) cracking

c) dent

d) set of stainless

e) corrosion specific and localized corrosion

f) erosion and corrosion/erosion

g) environmental cracking

h) corrosion beneath clamps and supports

i) fatigue cracking

j) creep cracking,

k) brittle fracture

l) freeze damage

m) contact point corrosion

Refer to API 571 and API 574 for more detailed information about the piping failure types and areas of deterioration.

5.5 General Types of Inspection and Surveillance

Different types of inspection and surveillance are appropriate depending on the circumstances and the piping system (see note). These include the following:

a) internal visual inspection

b) corrosion monitoring,

c) thickness measurement inspection

d) external visual inspection

e) CUI inspection

f) monitoring piping inspection

g) supplemental inspection

h) injection point inspection

NOTE See Section 6 for internal/externally are called of inspection. Inspections identified during inspections and examinations should be documented, clear, and evaluated per Section 7.

5.5.1 Internal Visual Inspection

Internal visual inspections are not normally performed on piping. When possible and practical, internal visual inspections may be scheduled for systems such as large-diameter transfer lines, slurry pipelines, or other large-diameter piping systems. Such inspections are similar in nature to pressure vessel inspections and should be conducted with procedures and personnel similar to those outlined in API 510 and API 574. Portable visual inspection techniques can be helpful when inspecting piping systems and should be used.

An additional opportunity for internal inspection is provided when piping changes are documented, allowing visual inspection of internal surfaces with or without the use of NDE. Removing a section of pipe or and replacing it using a mechanical joint permits access for internal inspection when there is need for such inspection.

5.5.2 On-stream Inspection

The on-stream inspection may be required by the inspection plan. All on-stream inspections should be conducted by, or under an inspector or examiner. All on-stream inspection work performed by an contractor shall be conducted and approved by the inspector. When on-stream inspections of the pressure boundary are specified, they shall be designed to detect the damage mechanisms identified in the inspection plan.

The inspection may include several NDE techniques to check for various types of damage. Techniques used in on-stream inspections are chosen for their ability to identify particular damage mechanisms from the exterior and their capabilities to perform at the operating conditions of the piping system (e.g. metal temperatures). The external thickness measurement inspection described in 5.5.3 below may be a part of an on-stream inspection.

API 574 provides more information on piping system inspection and should be used when performing on-stream piping inspections.

5.5.3 Thickness Measurement Inspection

Thickness measurements are obtained to verify the thickness of piping components. This data is used to calculate corrosion rates and remaining life of the piping system. Thickness measurements should be obtained by the inspector or the examiner at the direction of the inspector. The examiner shall ensure that NDE procedures conducting thickness measurements are trained and qualified in accordance with the applicable procedures used during the examination.

Normally, thickness measurements are taken while the piping is on-stream. On-stream thickness monitoring is a great tool for monitoring corrosion and detecting potential damage due to process or operational changes.

Thickness should contain such a corrosion scenario, when the operation condition and changes significantly from the process identified prior to obtaining the data. Appropriate measures to accelerated corrosion rates may include additional thickness readings, UT scans in suspect areas, corrosion/erosion monitoring, revisions to the piping inspection plan and increasing maintenance.

5.5.4 External Visual Inspection

An external visual inspection is performed to determine the condition of the outside of the piping, insulation system, painting, and coating systems, and associated hardware and to check for signs of misalignment, vibration, and leakage. When condition product buildup is noted at pipe support contact areas, it may be necessary to lift the pipe at

and supports for inspection. When lifting piping that is in operation, extra care should be exercised and consultation with an engineer may be necessary. In lieu of or supplementary to lifting the pipe, appropriate NDE methods (e.g. guided wave, EMAT [illegible]) may be used. External piping inspections may be made when the piping system is in service. Refer to API 574 for information concerning conducting external inspections. External piping inspections may include CUI inspections per 5.5.6.

External inspections shall include surveys for the condition of piping hangers and supports. Instances of cracked or broken hangers, "bottoming out" of spring supports, support shoes displaced from support members, or other improper restraint conditions shall be recorded and corrected. Vertical support dummy legs also shall be checked to confirm that they have not filled with water that is causing external corrosion of the pressure piping or internal corrosion of the support leg. Horizontal support dummy legs also shall be checked to determine that slight displacements from horizontal are not causing moisture traps against the external surface of active piping components.

Bellows expansion joints should be inspected visually for unusual deformations, misalignment, or displacements that may exceed design. Non-standard piping components (e.g. flat heads) may have different degradation mechanisms. Specialist engineers or manufacturers data sources may need to be consulted in developing valid inspection plans for these components.

The inspector should examine the piping system for the presence of any field modifications or temporary repairs not previously recorded on the piping drawings and/or records. The inspector also should be alert to the presence of any components that may be unsuitable for long-term operation, such as improper flanges, temporary repairs (clamps), modifications (flexible hoses), or valves of improper specification. Threaded components and other flanged connections that may be easily removed and installed deserve particular attention because of their higher potential for installation of incorrect materials of construction.

The periodic external inspection called for in 6.4 should normally be conducted by the inspector, who also shall be responsible for recordkeeping and repair inspection. Qualified operating or maintenance personnel also may conduct external inspections, when acceptable to the inspector. In such cases, the persons conducting external piping inspections in accordance with API 570 shall be qualified through an appropriate amount of training.

In addition to these scheduled external inspections that are documented in inspection records, it is beneficial for personnel who frequent the area to report deterioration or changes to the inspector (see API 574 for examples of such deterioration).

5.5.5 External Inspection of Buried Equipment

Buried piping shall be inspected to determine its external surface condition. The external inspection interval shall be based on corrosion rate information obtained:

a) during maintenance activity on connecting piping of similar material;

b) from the periodic examination of similarly buried corrosion test coupons of like material;

c) from representative portions of the actual piping;

d) from buried piping in similar circumstances;

e) from permanently installed thickness monitoring devices;

f) from the results of inspections with remote visual equipment, if possible; or

g) from the results of cathodic protection surveys.

5.5.6 CUI Inspection

Inspection for CUI shall be conducted for externally-insulated piping systems and in areas of temperature ranges that are susceptible to CUI shown as indicated in API 574. CUI inspections may be conducted as part of the external inspection. If CUI damage is found during spot checks, the inspector should inspect other susceptible areas on the equipment.

Although external insulation may appear to be in good condition, CUI damage may still be occurring. CUI inspection may require removal of some or all insulation. If external coverings are in good condition and there is no reason to suspect damage behind them, it is not necessary to remove them for inspection of the equipment. CUI damage is often quite insidious in that it can occur in areas where it seems unlikely.

Considerations for insulation removal are not limited to but include:

a) history of CUI for the specific piping system or comparable piping systems;

b) visual condition of the external covering and insulation;

c) evidence of fluid leakage (e.g. stains or vapors);

d) whether the piping systems are in intermittent service;

e) condition/age of the external coating, if known;

f) evidence of areas with wet insulation;

g) the type of insulation used and whether that insulation is known to absorb and hold water.

5.5.7 Vibrating Piping and Line Movement Surveillance

Operating personnel should report vibrating or swaying piping to engineering or inspection personnel for assessment. Evidence of significant line movements that could have resulted from liquid hammer, liquid slugging in vapor lines, or abnormal thermal expansion should be reported. At junctions where vibrating piping systems are restrained to resist dynamic type stresses (such as at elbows, anchors, guides, struts, dampeners, hangers), periodic MT or PT should be considered to check for the onset of fatigue cracking. Branch connections should receive special attention particularly unbraced small bore piping connected to vibrating pipe.

5.5.8 Supplemental Inspection

Other inspections may be scheduled as appropriate or necessary. Examples of such inspections include periodic use of radiography and/or thermography to check for fouling or internal plugging, thermography to check for hot spots in refractory lined systems, additional inspections after reported process unit upsets, verifying previously measured data for accuracy, inspection for environmental cracking, and any other piping specific damage mechanisms. Acoustic emission, acoustic leak detection, and thermography can be used for remote leak detection and surveillance. Areas susceptible to localized erosion or erosion-corrosion should be inspected using visual inspection externally if possible or by using radiography. Scanning of the areas with UT is also a good technique and should be used if the line is larger than NPS 12.

5.5.9 Injection Point Inspection

Injection points are sometimes subject to accelerated or localized corrosion from normal or abnormal operating conditions. Those that are may be treated as separate inspection circuits, and these areas need to be inspected thoroughly on a regular schedule.

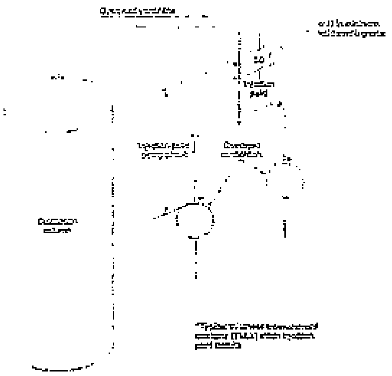


Figure 1—Typical Injection Point Piping Circuit

When designating an injection point circuit for the purposes of inspection, the recommended upstream limit of the injection point circuit is a minimum of 12 in. (300 mm) or three pipe diameters upstream of the injection point, whichever is greater. The recommended downstream limit of the injection point circuit is the second change in flow direction past the injection point, or 25 ft (7.6 m) beyond the first change in flow direction, whichever is less. In some cases it may be more appropriate to extend this circuit to the next piece of pressure equipment, as shown in Figure 1.

The selection of thickness measurement locations (TMLs) within injection point circuits subject to localized corrosion should be in accordance with the following guidelines:

a) establish TMLs on appropriate fittings within the injection point circuit;

b) establish TMLs on the pipe wall at the location of expected pipe wall impingement of injected fluid;

c) establish TMLs at intermediate locations along the longer straight piping within the injection point circuit may be required;

d) establish TMLs at both the upstream and downstream limits of the injection point circuit.

The preferred methods of inspecting injection points are radiography and/or UT, as appropriate, to establish the minimum thickness at each TML. Close grid ultrasonic measurements or scanning may be used, as long as temperatures are appropriate.

For some applications, it is beneficial to remove piping spools to facilitate a visual inspection of the inside surface. However, thickness measurements will still be required to determine the remaining thickness.

During periodic scheduled inspections, more extensive inspection should be applied to an area beginning 12 in. (300 mm) upstream of the injection nozzle and continuing for at least ten pipe diameters downstream of the injection point. Additionally, measure and record the thickness at all TMLs within the injection point circuit.

5.6 CMLs

5.6.1 General

CMLs are specific areas along the piping circuit where inspections are to be made. The nature of the CML varies according to its location in the piping system. The selection of CMLs shall consider the potential for localized corrosion and service-specific corrosion as described in API 574 and API 571. Examples of different types of CMLs include locations for thickness measurement, locations for stress cracking examinations, locations for CUI and locations for high temperature hydrogen attack examinations.

5.6.2 CML Monitoring

Each piping system shall be monitored at CMLs. Piping circuits with high potential consequences of failure should occur and those subject to higher corrosion rates or localized corrosion will normally have more CMLs and be monitored more frequently. CMLs should be distributed appropriately throughout each piping circuit. CMLs may be eliminated or the number reduced under certain circumstances, such as olefin plant cold side piping, anhydrous ammonia piping, clean noncorrosive hydrocarbon product, or high-alloy piping for product purity. In circumstances where CMLs will be substantially reduced or eliminated, persons knowledgeable in corrosion should be consulted.

The minimum thickness at each CML can be located by ultrasonic scanning or radiography. Electromagnetic techniques also can be used to identify thin areas that may then be measured by UT or radiography. When accomplished with UT, scanning consists of taking several thickness measurements at the CML searching for localized thinning. The thinnest reading or an average of several measurement readings taken within the area of a examination point shall be recorded and used to calculate corrosion rates, remaining life, and the next inspection date in accordance with Section 7.

Where appropriate, thickness measurements should include measurements at each of the four quadrants on pipe and fittings, with special attention to the inside and outside radius of elbows and tees where corrosion/erosion could increase corrosion rates. As a minimum, the thinnest reading and its location shall be recorded. The rate of corrosion/damage shall be determined from successive measurements and the next inspection interval appropriately established. Corrosion rates, the remaining life and next inspection intervals should be calculated to determine the limiting component of each piping circuit.

CMLs should be established for areas with continuing CUI, corrosion at S/A interfaces, or other locations of potential localized corrosion as well as for general, uniform corrosion.

CMLs should be marked on inspection drawings and on the piping system to allow repetitive measurements at the same CMLs. This recording procedure provides data for more accurate corrosion rate determination. The rate of corrosion/damage shall be determined from successive measurements and the next inspection interval appropriately established based on the remaining life or RBI analysis.

3.6.2 CML Selection

In selecting or adjusting the number and location of CMLs, the inspector should also consider the patterns of corrosion that should be expected and have been experienced in the process unit. Attention to the type, number and location of the CMLs should consider issues from previous inspections. The patterns of corrosion and damage that are expected and the potential consequences of loss of containment. CMLs should be distributed consistently over the piping system to provide adequate monitoring coverage of major components and sections. Thickness measurements at CMLs are intended to establish general and localized corrosion rates in different sections of the piping circuits. A minimal number of CMLs may be acceptable when the established corrosion rate is low and the consequence is not significant.

A number of corrosion processes common to refining and petrochemical units are relatively uniform in nature resulting in a fairly constant rate of pipe wall reduction independent of location within the piping circuit, other than by stream velocity. Examples of such corrosion phenomena include high-temperature sulfur corrosion and sour water corrosion (provided velocities are not so high as to cause local concentration of abrasive ions, and other similar cases). In these situations, the number of CMLs required to monitor a circuit will be fewer than those required in more complex situations involving localized corrosion. In such a circuit, subject to pure sulfur corrosion, one CML may be adequately established within a single CML. In many instances it may not be feasible or practical to add more CMLs, or may be required. Inspectors must use their knowledge (and that of others) of the process unit to optimize the CML selection for each circuit, including the effort of collecting the data with the benefits provided by the data.

More CMLs should be selected for piping systems with any of the following circumstances:

a) higher potential for causing a safety or environmental emergency in the event of a leak,

b) higher expected or experienced corrosion rates,

c) higher potential for localized corrosion,

d) environmentally induced cracking, brittle fracture, creep, erosion points, and other similar cases,

e) higher potential for CUI.

Fewer CMLs can be considered for piping systems with any of the following circumstances:

a) low potential for causing a safety or environmental emergency in the event of a leak,

b) relatively inexpensive piping systems,

c) long straight piping systems.

CMLs can be eliminated for piping systems with any of the following circumstances:

a) extremely low potential for causing a safety or environmental emergency in the event of a leak,

b) inexpensive systems, as determined by history or similar service, and

c) systems not subject to changes that would cause corrosion or stress corrosion cracking, brittle fracture, creep, erosion points, and other similar cases.

Every CML should have at least one of the examination points identified. Examples include:

- locations marked on the individual pipe using paint stencils, metal stamps, or etchers;
- locations in the insulation and jacket with covers;
- temporarily installed covers for fittings, nozzles, etc.
- sketches or documents showing CMLs;
- radio frequency identification devices (RFID).

Careful identification of CMLs and examination points are necessary to enhance the accuracy and repeatability of the data.

Corrosion coupons should be considered when the appropriate placement and number of CMLs for piping systems susceptible to localized corrosion or cracking, or in circumstances where CMLs will be substantially reduced or eliminated.

3.7 Condition Monitoring Methods

3.7.1 UT and RT

ASME BPVC Section V, Article 23, and Section SE-797 provide guidance for performing ultrasonic thickness measurements. Radiographic profile techniques are preferred for pipe diameters of NPS 4 and larger. Ultrasonic thickness measurements taken on small bore pipe smaller (NPS 2 and below) may require specialized equipment (e.g. miniature transducers and curved shoes to mate to smaller specific exterior diameters). Radiographic profile techniques may be used for locating areas to be monitored, particularly in insulated systems or where nondestructive localized corrosion is suspected. Where practical, UT can then be used to obtain the actual thickness of the areas to be assessed. If planning ultrasonic readings of CMLs, proper repair of insulation and insulation monitor coating is recommended to reduce the potential for CUI. Radiographic profile techniques, which do not require removing insulation, may be considered as an alternative. See API 574 for additional information on thickness monitoring methods for piping.

When corrosion in a piping system is noticeable or the remaining thickness is approaching the minimum required thickness, additional frequent monitoring may be required. Radiography or ultrasonic scanning are the preferred methods in such cases.

When ultrasonic thickness readings are taken above 150 °F (65 °C), measurements, calibrations, and procedures should be specified and result in accurate measurements at the higher temperatures. Note: procedures does not compensate for higher temperatures. Measurements should be adjusted by the appropriate temperature correction factor.

Repeatable readings should be taken at precisely spaced or measurement locations and readings every which to eliminate inconsistencies as a contributor. Audit of the NDE techniques and procedures should take with respect to equipment. Factors that can contribute to reduced frequency of readings, exists include the following:

a) improved instrument calibration

b) accurate readings or scans

c) significant surface roughness

d) roughness of the profile on the overall surface

e) irregular material flaws, such as laminations,

f) temperature effects (at temperatures above 150 °F (65 °C))

g) improper calibration on the calibration standard,

h) measurements of less than ¼ in. (6.3 mm) for typical digital thickness gauges,

i) improper coupling of probe to the surface due much or too thin coupling.

In addition, it must be kept in mind that the points of corrosion can be irregular. For example, pitting corrosion is so bad that it is important that measurements on the thinnest point be repeated be closely as possible to the same location. Alternatively, the minimum reading or an average of several readings at a determination point may be acceptable.

When piping systems are out of service, thickness measurements may be taken through operating using contact. Caliper are useful in determining approximate thicknesses of existing fittings and wave depths, as well as in such applications from CUI on pipe.

PA depth measuring devices may be used to determine the depth of localized metal loss.

3.7.2 Other NDE Techniques for Piping Systems

In addition to thickness monitoring, other examination techniques may be appropriate to identify or monitor for other specific types of damage mechanisms. In selecting the technique(s) to use during piping inspection, the specific types of damage for each piping circuit should be taken into consideration. The inspector should consult with a corrosion specialist or an engineer to help define the type of damage. The NDE techniques and extent of examination API 574 also contains some general guidance on inspection techniques that are appropriate for different damage mechanisms. Examples of NDE techniques that may be of use include the following:

a) Magnetic particle examination for cracks and other linear discontinuities that extend to the surface of the material in ferromagnetic materials. ASME BPVC Section V, Article 7 [1] provides guidance on performing MT examination.

b) Liquid penetrant examination for detecting cracks, porosity, or pin holes that extend to the surface of the material and for detecting small part components, especially in nonmagnetic materials. ASME BPVC, Section V, Article 6 [2] provides guidance on performing PT examination.

c) RT for detecting internal imperfections such as porosity, wall thickness, cracks, and thickness of components. ASME BPVC, Section V, Article 2, provides guidance on performing RT.

d) Ultrasonic flaw detection for detecting internal and surface bearing cracks and other designated discontinuities. ASME BPVC, Section V, Article 4, Article 5, and Article 23 [3], provide guidance on performing UT.

e) Alternating current flux leakage examination technique for detecting surface-bearing cracks and designated discontinuities.

f) Eddy current examination for detecting localized metal loss, cracks, and designated discontinuities. ASME BPVC Section V, Article 9 [4], provide guidance on performing eddy current examination.

g) Field metallographic replication for identifying metallurgical changes.

h) Acoustic emission examination for detecting structurally significant defects. ASME BPVC Section V, Article 11 and Article 12 [5], provide guidance on performing acoustic emission examination.

i) Thermography for determining temperature of components.

j) Leak testing for detecting through-thickness defects. ASME BPVC Section V, Article 10 [6], provides guidance on performing leak testing.

k) Long range UT for the detection of metal loss.

3.7.3 Surface Preparation for NDE

Adequate surface preparation is important for proper visual examination and for the satisfactory application of most examination methods, such as those mentioned above. The type of surface preparation required depends on the individual circumstances and NDE techniques. Dirt surface preparations such as wire brushing, blasting, chipping, grinding, or a combination of these preparations may be required.

Advice from NDE specialists may be needed in order to select and apply the proper surface preparation for each individual NDE technique.

3.7.4 UT Shear Wave Examiners

The examiner who rapidly initially qualified UT shear wave examiners when the examiner requires the following:

a) detection of either or surface (OD) leading from which requesting from the external surface (OD), or

b) detection, characterization, and/or measurement aging of defects.

Application examples for the use of industry-qualified UT shear wave examiners include detecting and sizing plane flaws from the external surface and detecting data for Fitness-For-Service evaluations.

3.8 Pressure Testing of Piping Systems—General

Pressure tests are not normally conducted as part of in-service inspection (see 6.2.6 for pressure testing requirements for repairs, alterations and re-rating). Exceptions to this include requirements of the U.S. Coast Guard for cross water piping and requirements of local jurisdiction, other welded structures or when specified by the inspector or piping engineer. When they are conducted, pressure tests shall be performed in accordance with the requirements of ASME B31.3. Acceptable procedures for pressure testing are provided in API 574, API 570-1/ASME PCC-1, and ASME PCC-2. Some pressure tests, which are used only for tightness of piping systems, may be conducted at pressures designated by the owner/user.

Pressure tests are typically performed on an entire piping circuit. However, when practical, pressure tests of individual components can be performed in lieu of entire circuit (e.g. a hydrostatic test of piping). An engineer should be consulted when a pressure test of piping components or equipment is to be performed including use of certain chemicals to ensure it is suitable for the intended purpose.

When a pressure test is required, it should be conducted after any heat treatment.

Before applying a hydrostatic test, the supporting structures and foundation design should be reviewed by an engineer to ensure that they are suitable for the hydrostatic load.

NOTE The pressure is generally to avoid exceeding 90 % of the SMYS for the material at the temperature and especially for equipment used in elevated temperature service.

5.2.1 Test Fluid

The test fluid should be water unless there is the possibility of damage due to freezing or other adverse effects of water on the piping system or the process or unless the test water will become contaminated and the disposal of resulting environmental problems. In either case, another suitable noncorrosive liquid may be used. If the liquid is flammable, its flash point shall be at least 120 °F (49 °C) or greater, and consideration shall be given to the ease of its less environmental or low toxicity.

Piping fabricated of or having components of 300 series stainless steel should be hydrotested with a chloride free grade of potable water (see note). Supplemental measures (water or steam purging) having a test vehicle concentration that from chloride contamination of less than 50 ppm

NOTE Potable water with chloride levels of 50 ppm or less permits maximum flexibility, avoiders alternative uses.

For completed austenitic stainless steel piping subject to polythionic acid corrosion cracking, consideration should be given to using an alkaline-water solution for pressure testing (see NACE RP 0170).

If a pressure test is to be maintained for a period of time and the test fluid in the system is subject to thermal expansion, precautions shall be taken to avoid pressure build up beyond that specified.

After testing is completed, the piping should be thoroughly drained (all highpoint vents should be open during drainage), air blown, or otherwise dried. If possible, water is not available or if immediate drainage and drying is not practical, water having a low flash point, higher pH (9-10), and additive solution may be considered to reduce the risk of pitting and microbiologically induced corrosion.

5.2.2 Pneumatic Pressure Tests

A pneumatic (or hydropneumatic) pressure test may be used when it is impractical to hydrostatically test due to temperature, structural, or process limitations. However, the potential risks to personnel and property of pneumatic testing shall be considered when employing such a test. As a minimum, the inspection procedures outlined in ASME B31.3 shall be applied in any pneumatic testing.

5.2.3 Test Temperature and Brittle Fracture Considerations

At ambient temperatures, carbon, low-alloy, and other steels, including high alloy steels embrittled by service exposure, may be susceptible to brittle failure. A number of failures have been attributed to brittle fracture of steels that were exposed to temperatures below their transition temperatures and to pressures greater than 25 % of the required hydrostatic test pressure or 5 ksi of stress intensity factor. Most brittle fracture incidents have occurred at the first application of a high stress level (the first hydrotest or overload). The potential for a brittle failure should be considered by an engineer prior to hydrostatic testing or especially prior to pneumatic testing because of the higher potential energy involved. Special attention should be given when testing low-alloy steels, especially 2¼-Cr-1Mo because they may be prone to temper embrittlement.

To minimize the risk of brittle fracture during a pressure test, the metal temperature should be maintained at least 30 °F (17 °C) above the MDMT for piping that is more than 2 in. (5 cm) thick, and 10 °F (6 °C) above the MDMT for piping that have a thickness of 2 in. (5 cm) or less. The test temperature should not exceed 120 °F (49 °C) unless there is information on the tensile characteristics of the piping construction material indicating a higher test temperature is needed.

5.2.4 Precautions and Procedures

During a pressure test, where the test pressure will exceed the set pressure of the pressure relief valve on a piping system, the pressure relief valve or valves should be removed or blanked for the duration of the test. As an alternative, each valve should be held down by a suitably designed test clamp. The application of a supplemental load to the valve spring by turning the adjusting screw is prohibited. Other appurtenances that are incapable of withstanding the test pressure, such as gage glasses, pressure gages, expansion joints, and rupture disks, should be removed or blanked. Lines containing expansion joints that cannot be removed or isolated may be tested at a reduced pressure in accordance with the principles of ASME B31.3. If check valves are used to isolate a piping system for a pressure test, caution should be used to not exceed the permissible seat pressure as described in ASME B16.34 or applicable valve manufacturer data.

Upon completion of the pressure test, pressure relief devices of the proper settings and other appurtenances removed or made inoperable during the pressure test shall be reinstalled or restored.

Before applying a pressure test, an engineer's precautions and procedures should be taken into account to assure the safety of personnel in accordance with the pressure test. In close visual inspection of piping components should not be performed until the indicated pressure is at or below the MAWP. This can be especially important for elevated piping.

5.2.5 Pressure Testing After Repairs

Appropriate NDE after repairs and additional which a pressure test is not performed after a major repair or alteration. Submitting NDE procedures for a pressure test after an alteration is allowed only after the engineer and inspector have approved the alteration.

For cases where UT is substituted for radiographic inspection, the examiner shall specify independent UT shear wave examiners or the application of ASME B31 Code Case 179-1991, as applicable, for welds that have not been pressure tested and for welding repairs identified by the engineer or inspector.

5.3 Material Verification and Traceability

During repairs or alterations to any material piping system, where the alloy material is unknown or no other pressure boundary, the inspector shall verify that the installation of new materials is consistent with the existing unpublished material. The material verification program should be consistent with API 578. Using risk assessment procedures, the owner/user can limit the extent of PMI to worldwide, PMI testing in certain critical situations, or by sampling a percentage of the materials. PMI testing can be accomplished by the inspector or the contractor with the use of suitable methods as described in API 578.

If a piping system component should fail because of incorrect material was inadvertently installed by the piping piping material. The inspector shall examine the need for failure verification of existing piping materials. The extent of failure verification will depend upon circumstances such as the consequence of failure and the availability of failure material (coupon).

The owner/user shall assess the need for and extent of application of a material verification program consistent with API 578 engineering assessment, material verification in existing alloy piping systems. A material verification program consistent with API 578 may include procedures for installation and the marking of piping materials. That assessment may lead to performance PMI testing, as described in API 578, to assure that the installed materials are consistent with the intended service. Discrepancies identified during the verification that do not meet acceptance criteria of the PMI testing program such as in API 578, Section 6 should be targeted for replacement. The owner/user and authorized piping inspector or contractor with a competent specialist, shall establish a schedule for replacement of these components. The individual inspector shall use portable NDE, or hardness, on the identified components until the replacement.

5.3.6 Inspection of Valves

Normally, inspection measurements are not required/taken on valves in piping circuits. The body of valves is normally thick or thick silver piping components for design reasons. However, where valves are determined for servicing and

repair, the piping personnel should visually examine the valve components for any internal corrosion indicators or damage and, where noted, report that information to the inspector. Bodies of valves that are exposed to significant temperature cycling (for example, catalytic reforming unit regenerations and steam stripping) should be examined periodically for thermal fatigue cracking.

If gate valves are known to be or are suspected of being exposed to severe or unusual corrosion attack, thickness readings should be conducted on the body between the seats since this is an area of high turbulence and high stress.

Casing valves or other throttling valves, particularly in high pressure drop-producing services, can be susceptible to erosion/corrosion of the body downstream of the valve. Erosion/corrosion of the valve seats should be considered from the line for internal inspection. The inside of the downstream casing flange and pipe should also need to be inspected for local metal loss.

When valve body sections where pressure loads are performed after servicing, they should be conducted in accordance with API 598.

Swing check valves should be visually and internally inspected to ensure that they are stay free movable. An example of a swing check valve may be the check valve located on the outlet of a centrifugal, high head hydrocarbon charge pump. Failure of such a check valve to operate correctly could result in overpressuring the piping downstream of the valve. The internal visual inspection method should include the following items:

a) Checking to ensure that the flapper is free to move, as required, without obstructions by other elements due to wear.

b) The flapper stop should not have wear beyond tolerance. This will minimize the likelihood that the flapper will move past the fixed center position and cause it to open position when the check valve is intended to be in a closed position.

c) The flapper pivot should be secured to the flapper but to avoid backing off in service.

Less checks of critical check valves are normally not required, but may be considered for special circumstances.

5.3.7 In-Service Inspection of Welds

Inspection for piping weld quality is normally accomplished as a part of the requirements for new construction, repairs, or alterations. However, NDE and other inspections for corrosion as part of a metallurgical probe inspection or as part of a general inspection. When performing a weld conversion to metal, additional welds on the same circuit or system should be considered for corrosion. API 577 (1) provides additional guidance on weld inspection.

Due to the different capabilities and characteristics of various NDE methods to find flaws, using an NDE method that is different from the one employed during original fabrication may reveal preexisting flaws that were not detectable by earlier techniques (e.g. applying UT and MT for in-service inspection when only RT was applied during fabrication). For this reason, it is often a good practice to specify the type of NDE during original fabrication that the owner/user plans to apply during in-service inspections.

On occasion, radiographic profile examinations of welds that have been accepted may reveal a flaw in the weld. If acceptable interpretations are obtained while the piping system is in operation, further inspection with weld quality radiography and/or UT should be used to assess the magnitude of the imperfection. Additionally, the engineer should make an effort to determine whether the detection procedures are from original weld fabrication or may be from an environmental cracking mechanism.

alternative, each valve should be held down by a suitably designed test clamp. The application of a supplemental load to the valve spring by turning the adjusting screw is prohibited. Other appurtenances that are incapable of withstanding the test pressure, such as gage glasses, pressure gages, expansion joints, and rupture disks, should be removed or blanked. Lines containing expansion joints that cannot be removed or isolated may be tested at a reduced pressure in accordance with the principles of ASME B31.3. If check valves are used to isolate a piping system for a pressure test, caution should be used to not exceed the permissible seat pressure as described in ASME B16.34 or applicable valve manufacturer data.

Upon completion of the pressure test, pressure relief devices of the proper settings and other appurtenances removed or made inoperable during the pressure test shall be reinstalled or restored.

Before applying a pressure test, an engineer's precautions and procedures should be taken into account to assure the safety of personnel in accordance with the pressure test. In close visual inspection of piping components should not be performed until the indicated pressure is at or below the MAWP. This can be especially important for elevated piping.

5.2.5 Pressure Testing After Repairs

Appropriate NDE after repairs and additional which a pressure test is not performed after a major repair or alteration. Submitting NDE procedures for a pressure test after an alteration is allowed only after the engineer and inspector have approved the alteration.

For cases where UT is substituted for radiographic inspection, the examiner shall specify independent UT shear wave examiners or the application of ASME B31 Code Case 179-1991, as applicable, for welds that have not been pressure tested and for welding repairs identified by the engineer or inspector.

5.3 Material Verification and Traceability

During repairs or alterations to any material piping system, where the alloy material is unknown or no other pressure boundary, the inspector shall verify that the installation of new materials is consistent with the existing unpublished material. The material verification program should be consistent with API 578. Using risk assessment procedures, the owner/user can limit the extent of PMI to worldwide, PMI testing in certain critical situations, or by sampling a percentage of the materials. PMI testing can be accomplished by the inspector or the contractor with the use of suitable methods as described in API 578.

If a piping system component should fail because of incorrect material was inadvertently installed by the piping piping material. The inspector shall examine the need for failure verification of existing piping materials. The extent of failure verification will depend upon circumstances such as the consequence of failure and the availability of failure material (coupon).

The owner/user shall assess the need for and extent of application of a material verification program consistent with API 578 engineering assessment, material verification in existing alloy piping systems. A material verification program consistent with API 578 may include procedures for installation and the marking of piping materials. That assessment may lead to performance PMI testing, as described in API 578, to assure that the installed materials are consistent with the intended service. Discrepancies identified during the verification that do not meet acceptance criteria of the PMI testing program such as in API 578, Section 6 should be targeted for replacement. The owner/user and authorized piping inspector or contractor with a competent specialist, shall establish a schedule for replacement of these components. The individual inspector shall use portable NDE, or hardness, on the identified components until the replacement.

5.3.6 Inspection of Valves

Normally, inspection measurements are not required/taken on valves in piping circuits. The body of valves is normally thick or thick silver piping components for design reasons. However, where valves are determined for servicing and

repair, the piping personnel should visually examine the valve components for any internal corrosion indicators or damage and, where noted, report that information to the inspector. Bodies of valves that are exposed to significant temperature cycling (for example, catalytic reforming unit regenerations and steam stripping) should be examined periodically for thermal fatigue cracking.

If gate valves are known to be or are suspected of being exposed to severe or unusual corrosion attack, thickness readings should be conducted on the body between the seats since this is an area of high turbulence and high stress.

Casing valves or other throttling valves, particularly in high pressure drop-producing services, can be susceptible to erosion/corrosion of the body downstream of the valve. Erosion/corrosion of the valve seats should be considered from the line for internal inspection. The inside of the downstream casing flange and pipe should also need to be inspected for local metal loss.

When valve body sections where pressure loads are performed after servicing, they should be conducted in accordance with API 598.

Swing check valves should be visually and internally inspected to ensure that they are stay free movable. An example of a swing check valve may be the check valve located on the outlet of a centrifugal, high head hydrocarbon charge pump. Failure of such a check valve to operate correctly could result in overpressuring the piping downstream of the valve. The internal visual inspection method should include the following items:

a) Checking to ensure that the flapper is free to move, as required, without obstructions by other elements due to wear.

b) The flapper stop should not have wear beyond tolerance. This will minimize the likelihood that the flapper will move past the fixed center position and cause it to open position when the check valve is intended to be in a closed position.

c) The flapper pivot should be secured to the flapper but to avoid backing off in service.

Less checks of critical check valves are normally not required, but may be considered for special circumstances.

5.3.7 In-Service Inspection of Welds

Inspection for piping weld quality is normally accomplished as a part of the requirements for new construction, repairs, or alterations. However, NDE and other inspections for corrosion as part of a metallurgical probe inspection or as part of a general inspection. When performing a weld conversion to metal, additional welds on the same circuit or system should be considered for corrosion. API 577 (1) provides additional guidance on weld inspection.

Due to the different capabilities and characteristics of various NDE methods to find flaws, using an NDE method that is different from the one employed during original fabrication may reveal preexisting flaws that were not detectable by earlier techniques (e.g. applying UT and MT for in-service inspection when only RT was applied during fabrication). For this reason, it is often a good practice to specify the type of NDE during original fabrication that the owner/user plans to apply during in-service inspections.

On occasion, radiographic profile examinations of welds that have been accepted may reveal a flaw in the weld. If acceptable interpretations are obtained while the piping system is in operation, further inspection with weld quality radiography and/or UT should be used to assess the magnitude of the imperfection. Additionally, the engineer should make an effort to determine whether the detection procedures are from original weld fabrication or may be from an environmental cracking mechanism.

Consult the latest and environmental cracking shall be taken jointly by an engineer in accordance with API 579-1/ASME FFS-1 and/or corrosion specialist. Preferential weld corrosion shall be assessed by the inspector. Issues to consider when assessing the quality of existing welds include the following:

a) Susceptibility to weld corrosion and environmental cracking.

b) Detailed inspection and evaluation of inspections.

c) Peripheral line inspection.

d) Original design conditions.

e) Presence of susceptibility piping structure, location and thickness.

f) Potential for failure that is unacceptable and critical.

g) Integrity of susceptibility piping system.

h) Integrity for repair or transient loads.

i) Potential for environmental cracking.

j) Impact and fracture toughness.

k) Weld hardness.

For in-service piping inspections, it may not be appropriate to use the original construction code acceptance criteria for weld quality in ASME B31.3. The B31.3 inspection criteria are intended to apply to new construction a complete or partial inspection which examined, in order to assess the adequate quality of a weld for welding in long system. Some welds may exist that will not meet these criteria but will still perform satisfactorily in service after being hydrostatically tested. This is especially true on small branch connections that are normally not examined during new construction.

The examiner shall specify independent UT shear wave examiners when the examiner requires either of the following items:

a) Detection of surface cracks (SC) including stress corrosion cracking (SCC) and corrosion fatigue (CF).

b) Volume detection, characterization, and/or sizing of other types of flaws. Application examiners for the use of such independent UT shear wave examiners include assessing for consideration for flaws or flaw-like conditions and monitoring of known flaws.

5.3.8 Inspection of Flanged Joints

Flanged joints should be examined for evidence of leakage, such as stains, deposits, or drips. Process leaks and flange fasteners and valve bonnet fasteners may result in corrosion or environmental cracking. This examination should include those flanges enclosed with flange or shield-bearing gaskets. Flanged joints that have been changed and pumped with radiant should be checked for leakage at the bolts. Fasteners subjected to sustained loading may corrode or crack (e.g. chloride cracking). If repacking is considered, checked fasteners should be removed first.

Accessible flange joints should be examined for distortion and to determine the condition of gasket seating surfaces. If flanges are significantly bent or distorted, their markings and tolerances should be checked against engineering requirements to see if they correctly apply.

Piping fasteners should be examined visually for corrosion and thread engagement. Fasteners should be fully engaged. Any fastener failing to do so is considered improperly engaged if the lack of complete engagement is not more than one thread.

The markings on a representative sample of newly installed fasteners and gaskets should be examined to determine whether they meet the material specifications. The markings are identified in the applicable ASME and ASTM standards. Questionable fasteners should be verified or replaced.

Additional guidance on the inspection of flanged joints can be found in ASME PCC-1 [15].

5.4.3 Inspection Organization Audits

Each contractor inspection should be audited periodically to determine if the authorized inspection agency is meeting the requirements of this inspection code. The audit team should consist of people experienced and competent in the application of this code. The audit team should typically be from another contractor plant site or from a third party organization experienced and competent in refining and/or petrochemical process plant inspection programs or a combination of third party and other contractor staff.

The audit team also reviews shall determine that:

a) the requirements and principles of this inspection code are being met

b) all owner user responsibilities are being properly established

c) documented inspection plans are in place for covered piping systems

d) intervals and extent of inspections are adequate for covered piping systems

e) all general types of inspection and examinations are being properly applied

f) inspection data analysis, evaluation, and recordkeeping are adequate

g) all repairs, changes and alterations comply with this code

The owner/user shall receive a report of the audit team's findings. When nonconformances are found the contractor authorized inspection agency shall take the necessary corrective actions. Each organization needs to establish a system for tracking and completion of audit findings. The resolution of the audit findings should be made available to the audit team for review. This information should also be recorded during subsequent audits.

6 Interval/Frequency and Extent of Inspection

6.1 General

To ensure adequate integrity of piping systems and pressure-containing elements shall be inspected at the minimum frequencies provided in this section. Scheduled inspections shall be completed on or before their due date or be conditional overdue for inspection. Inspections that have been not accessed, in accordance with API 570, and found to have acceptable life by an extension of the due date are not considered overdue until the end of the extension interval. See 7.4.9 for more information and requirements on overdue inspections, inspection intervals and inspection interval revisions.

The appropriate inspection plan provide the information necessary to determine that all of the covered systems or components of the equipment are safe to operate safe for next scheduled inspection. This note associated with operational shutdown and damage and the possibility of increased component risk to components of equipment or loss to oil and instrument during shutdown should be evaluated when an interval extension is being planned.

This code is based upon maintaining a representative number of inspection locations on selected piping with specific intent to provide a reasonably accurate assessment of the condition of the piping.

6.2 Inspection During Installation and Service Changes

6.2.1 Piping Installation

Piping shall be inspected in accordance with code of construction recommendations at the time of installation. The purpose of installation inspection is to verify that the piping is clean and safe for operation and to initial plant inspection records for the piping system. The minimum installation inspection should include the following items.

a) verifying that piping is installed correctly, supports are adequate and secured, anchor attachments such as supports, shoes, hangers are secured, insulation is properly installed, flanges and other mechanical connections are properly assembled and the piping is clean and dry.

b) verifying the pressure-relieving devices, safety design requirements (correct device and correct set pressure) and are properly installed.

This installation inspection should document baseline thickness measurements to be used as initial thickness readings for corrosion rate calculations in lieu of nominal and minimum thickness data in specifications, and design calculations. This will also feature the creation of an accurate corrosion rate calculation after the first in service thickness measurements are recorded.

6.2.2 Piping Service Change

If the service conditions of the piping system are changed, or will exceed the initial operating envelope (e.g. process contents, maximum operating pressure and the maximum and minimum operating temperature). Inspection intervals shall be established for the new service conditions.

If both the contents and the location of the piping are changed, the piping shall be inspected before it is moved. Also, the alternate service conditions and the inspection intervals shall be established for the new service.

6.3 Piping Inspection Planning

6.3.1 General

The frequency and extent of inspection on piping circuits whether above or below ground depend on the rate of degradation that can affect the piping and consequences of a piping failure. The various forms of degradation that can affect process piping circuits are described in Table 1 and API 571 in more detail. A simplified classification of piping based on the consequence of failure is defined in 6.3.4. As described in 5.1, inspection strategy based on probability and consequence of failure (risk) can be used.

The suggested piping classification scheme in 6.3.4 is based on the consequence of a failure. The classification is used to establish frequency and extent of inspection. The consequence may change in some circumstances and these should be considered as process conditions or for current piping circuits. The consequence assessment should consider the potential for injuries, fire, toxic, environmental impact, and other potential effects associated with a failure.

After an initial assessment is completed, the results can be used to establish a piping circuit inspection strategy and define the following:

a) the appropriate inspection methods, scope, tools and techniques to be utilized based on the expected forms of degradation.

b) the appropriate inspection frequency

c) the need for pressure testing after damage has been repaired or after repairs or modifications have been completed, and

d) the prevention and mitigation actions that could reduce the probability and consequence of a piping failure.

6.3.2 RBI for Inspection Planning

An RBI assessment may be used to increase or decrease the inspection times as defined in Table 2. Similarly the extent of inspection may be increased or decreased beyond the targets in Table 3, by an RBI assessment. When used to increase inspection intervals or the extent of the section, RBI assessments shall be completed at intervals not to exceed the inspection times in Table 2, or more often if warranted by process, equipment, or operational changes. These RBI assessments shall be reviewed and approved by a piping engineer and authorized piping inspector at intervals not to exceed the inspection times in Table 2, or more often if warranted by process, equipment or operational changes.

6.3.3 Inspection Interval

If RBI is not being used, the interval between piping inspections shall be established and maintained using the following criteria:

a) corrosion rate and remaining life calculations,

b) piping service classification (see 6.3.4),

c) applicable jurisdictional requirements,

d) judgment of the inspector, the piping engineer, the piping engineer supervisor, or a materials specialist, based on operating conditions, previous inspection history, current inspection results, and conditions that may require supplemental inspections covered in 5.5.6.

The inspector or the inspector shall establish inspection intervals for external measurements and internal visual inspections and, where applicable, for internal and supplemental inspections.

Thickness measurements should be scheduled at intervals that do not exceed the lesser of one half the remaining life determined from corrosion rates calculated in 7.1.1.1 or the maximum intervals recommended in Table 2. Longer intervals may be appropriate under certain circumstances. Prior to using Table 2, corrosion rates shall be established in accordance with 7.1.1.1.

Table 2 contains recommended maximum inspection intervals for Classes 1, 2 and 3 of piping service classes in 6.3.4, as well as recommended intervals for inspection points and SIA interfaces. Maximum intervals for Class 4 piping are left to the determination of the owner/user depending upon reliability and business needs.

The inspection intervals shall be reviewed and adjusted as necessary after each inspection or significant change in operating conditions (general corrosion, localized corrosion, fouling, environmental cracking, and other applicable forms of deterioration mentioned in Section 3) shall be considered when establishing the various inspection intervals.

6.3.4 Piping Service Classes

6.3.4.1 General

All process piping systems shall be categorized into different piping classes. Such a classification system allows more inspection efforts to be focused on piping systems that may have the highest potential consequences if failure or loss

of containment would occur. In general, the higher classified systems require more extensive inspection or similar strategies in order to affirm their integrity for continued safe operation. Classifications should be based on potential safety and environmental effects posed by a leak or rupture.

Consultation, plant experience, or review of process piping circuits handled, including line classifications, API 750 and NFPA 704 provide information that may be helpful in classifying piping systems according to the potential hazards of the process fluids they contain.

The four classes listed below in 6.3.4.2 through 6.3.4.5 are recommended.

6.3.4.2 Class 1

Service with the highest potential of resulting in an immediate emergency if a leak were to occur are in Class 1. Such an emergency may be safety or environmental in nature. Examples of Class 1 piping include, but are not necessarily limited to those containing the following:

a) Flammable gases that are autoignitions and lead to jet fires.

b) Pressurized services that can rapidly vaporize during release, meaning those that each cause and form an explosive mixture, such as C2, C3, and C4 streams. Fluids that can rapidly vaporize are those with atmospheric boiling temperatures below 93 °F (10 °C) or where the atmospheric boiling point is below the operating temperature (typically a mixture with high temperature services).

c) Hydrogen sulfide (greater than 5 % weight) in a gaseous stream.

d) Anhydrous hydrogen chloride.

e) Hydrofluoric acid.

f) Piping due to adjacent to water and piping over public thoroughfares (refer to Department of Transportation and U.S. Coast Guard regulations for inspection of over water piping).

g) Flammable caustic operating above their autoignition temperature.

6.3.4.3 Class 2

Services not included in other classes are in Class 2. The classification includes the majority of the process piping and selected utility piping. Typical examples of these services include but are not necessarily limited to those containing the following:

a) or-site hydrocarbons that will slowly vaporize during release such as those operating below the flash point.

b) Hydrogen, feedgas, and natural gas.

c) Caustic operating below and caustics.

6.3.4.4 Class 3

Services that are flammable but do not significantly vaporize when they leak and are outside of high activity areas are in Class 3. Services that are potentially harmful to human tissue but are located in remote or easily may be included in Class 3. Examples of Class 3 service include but are not necessarily limited to those containing the following:

a) Stable hydrocarbons that will not significantly vaporize during release such as those operating below the flash point.

h) [illegible] and crack[illegible] in [illegible] long-term storage and heating,

i) long-term piping,

j) [illegible] holes and [illegible],

6.3.3.5 Class 4

Services that are economically nonconsumable and include use in Class 4, as the most utility services. Inspection of Class 4 piping is optional and usually based on reliability needs and business impacts as opposed to safety or environmental impact. Examples of Class 4 service include, but are not necessarily limited to these exclusions for following:

a) steam and steam condensate,

b) air,

c) nitrogen,

d) water, including boiler feed water, stripped sour water,

e) lube oil, seal oil,

f) ASME B31.8, Gas Piping Systems

g) plumbing and sewer.

6.4 Extent of Visual External and CUI Inspections

External visual inspection, including inspections for CUI, should be conducted at maximum intervals listed in Table 2 to include items such as those in API 574. Additionally, external visual inspection intervals can be established by using a risk based assessment methodology in accordance with API 580. This external visual inspection includes CUI and also to assess insulation condition and should be conducted on all piping systems susceptible to CUI listed in API 574. The results of the visual inspection should be documented to facilitate future inspections.

Following the external visual inspection of the piping system, additional examination is required for the inspection of CUI. The extent and type of the additional CUI inspections are listed in Table 3. Direct inspection of higher consequence areas (CUI is likely areas remote from the damage NDE inspection for CUI should also be conducted as listed in Table 3 and supplemented by the inspection criteria listed in API 574. If a qualified external visual inspection is normally required for the inspection of damaged or suspect locations. Other NDE assessment methods may be used where applicable. If the inspection of the damages or suspect areas has revealed significant CUI, additional areas should be examined and where warranted, up to 100 percent of the circuit should be inspected.

The intervals of the CUI program described in Table 3 should be considered as target levels for piping systems and equipment with no CUI inspection intervals. It is recognized that several factors may affect the likelihood of CUI to include:

a) local climate conditions,

b) insulation design and maintenance,

c) [illegible]

d) coating condition.

Facilities with CUI inspection experience may increase or reduce the CUI inspection scope of Table 3. An owner/user's knowledge of the CUI inspection history is not required. The owner/user may confirm inspection scopes with operation and history of other facilities.

Piping systems that are found to have a remaining life of over 10 years or less the calculated protected against external corrosion need not be included in the NDE inspection recommended in Table 2. However, the condition of the insulating system or the outer jacketing, such as a corrugated shed, should be inspected periodically by operating or other personnel. If deterioration is noted, it should be reported to the inspector. The following are examples of these systems:

a) piping systems insulated adequately to prevent the entrance of moisture

b) jacketed systems, piping systems,

c) piping systems located in a condition in which the insulation is purged with an inert gas,

d) piping systems in which the temperature being maintained is sufficiently low or sufficiently high to preclude the condensation of water.

The detailed visual inspection on bare piping is to assess the condition of paint and coating systems, to check for external corrosion, and to check for other forms of deterioration.

6.5 Extent of Thickness Measurement Inspection

To satisfy inspection interval requirements, each piece of pipe must be inspected using which thickness measurements on a representative sampling of CMLs on each circuit (see 5.4). This representative sampling should include data for all the various types of components and orientations (horizontal and vertical) found in each circuit. The sampling of the CMLs should include CMLs with the greatest anticipated corrosion rate and the previous inspection. The more CMLs measured for each circuit, the more accurately the next inspection date will be projected. Therefore, selected inspection of several CMLs should be many measurements as necessary.

The extent of inspection for inspection points is contained in API 574.

6.6 Extent of Small-bore, Auxiliary Piping, and Threaded-connection Inspections

6.6.1 SBP Inspection

SBP that is primary process piping should be inspected in accordance with all the requirements of this document.

SBP that is secondary process piping has different minimum requirements depending upon service classification. Class 1 secondary SBP should be inspected to the same requirements as primary process piping. Inspection of Class 2 and Class 3 secondary SBP is optional. SBP displays such as level indicators, Class 2 and Class 3 systems should be inspected when communicating fluid experimental or is estimated.

Dead legs with CMLs should be inspected on a separate piping circuit from the main piping. These dead legs or branches are typically identified as a deadleg in the inspection report by the inspector. Deadlegs may be considered the end section of any appropriate circuit as long as the inspection should include piping radiography on other diameter deadlegs, such as weld and drains, and UT or RT on large diameter deadlegs.

6.6.2 Auxiliary Piping Inspection

Inspection of auxiliary SBP associated with the boilers and machinery is optional and the need for visual issues typically be determined by risk assessment. Criteria to consider in determining whether auxiliary SBP inspection some form of inspection include the following:

a) classification,

b) potential for environmental or fatigue cracking,

c) potential for corrosion issues on equipment with adjacent primary systems,

d) potential for CUI.

6.6.3 Threaded-connection Inspection

Inspection of threaded connections will be according to the requirements listed above for small-bore and auxiliary piping. When selecting CMLs on threaded connections, include only those that will be radiographed during scheduled inspections.

Threaded connections associated with machinery and subject to fatigue damage should be periodically assessed and considered for periodic removal with a torque wrench or equivalent to verified components. The schedule for such removal will depend on several issues, including the following:

a) classification of piping,

b) magnitude and frequency of vibration,

c) amount of unsupported weight,

d) original piping wall thickness,

e) whether or not the system can be maintained on-stream,

f) corrosion rate,

g) intermittent service.

6.7 Inspection and Maintenance of Pressure-relieving Devices (PRDs)

6.7.1 General

PRDs shall be tested and repaired by a repair organization experienced in pressure maintenance. PRDs should be inspected, tested and repaired in accordance with API 576 [4].

6.7.2 Quality Assurance Process for PRDs

Each repair and test organization shall have a fully documented quality assurance system. As a minimum, the following shall be included in the quality assurance manual:

a) job data,

b) [illegible] log,

Table 2—Recommended Maximum Inspection Intervals

Type of Circuit	Thickness Measurements	Visual External
Class 1	Five years	Five years
Class 2	10 years	Five years
Class 3	10 years	10 years
Class 4	Optional	Optional
Insulation jacketing systems[a]	Three years	Six years

NOTE The above maximum intervals apply to systems for which CMLs have been established in accordance with 5.4.

[a] Insulation materials for personnel protection in the form of jacketing or other protection by a valid risk analysis in accordance with API 580.

[b] See API RP 574 for more information on CUI assessment.

Table 3—Recommended Extent of CUI Inspection Following Visual Inspection

Flow Class	Approximate Amount of Total Circuit Inspection with NDE or Inspection Element at Areas with Damaged Insulation	Approximate Amount of CUI Inspection by NDE or Inspection Areas on Piping Systems which Subsequently Experienced Temperatures Ranges as Indicated in API 574
1	25 %	50 %
2	50 %	50 %
3	50 %	100 %
4	Optional	Optional

c) [illegible] logs,

d) [illegible] of accuracy and repeatability,

e) [illegible] of [illegible],

f) scope of work,

g) drawings and specification contents,

h) requirements for material and part control,

i) repair and inspection program,

j) requirements for welding, NDE, and heat treatment,

k) requirements for valve testing, setting (set testing), and sealing,

l) general examples of the valve repair procedures,

m) requirements for conducting measurement and test equipment,

n) requirements for updating and controlling copies of the quality control manual.

o) service forms,

p) training and qualifications required for repair personnel,

q) requirements for handling of nonconformances.

Each repair organization shall also have a fully documented training program that shall ensure that repair personnel are qualified within the scope of the repairs.

6.7.3 PRD Testing and Inspection Intervals

6.7.3.1 General

Pressure-relieving devices shall be tested and inspected at intervals that are frequent enough to verify that the valves perform reliably in the particular service conditions. Other pressure-relieving devices (e.g. rupture disks and vacuum breaker valves) shall be inspected at intervals based on service conditions. The inspection interval for all pressure-relieving devices is determined by either the inspection engineer or other qualified individual for the company's quality assurance system.

6.7.3.2 Unless documented experience under an RBI assessment indicates that a longer interval is acceptable, test and inspection intervals for pressure-relieving devices in process service should not exceed:

a) five years for typical process services; and

b) 10 years for clean (nonfouling) and noncorrosive services.

When a pressure-relieving device is found to be heavily fouled or stuck, the inspection and testing interval shall be reduced unless a review shows that the device will perform reliably at the owner's interval. The review should determine the cause of the fouling or the reason for the pressure-relieving device not operating properly.

7 Inspection Data Evaluation, Analysis, and Recording

7.1 Corrosion Rate Determination

7.1.1 Remaining Life Calculations

The remaining life of the piping system shall be calculated from the following formula:

$$\text{remaining life (years)} = \frac{t_{actual} - t_{required}}{\text{corrosion rate (inches/year)}} \quad (1)$$

where

t_{actual} is the actual thickness (t_mm) (inches) as measured at the time of inspection at the given location or component as specified in 5.6

$t_{required}$ is the required thickness, in inches (millimeters), at the same location or component as the actual measurement as provided by the design formula (e.g. pressure and structural before corrosion allowance and maintenance allowance are added).

The LT corrosion rate of piping circuits shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (LT)} = \frac{t_{initial} - t_{actual}}{\text{time (years) between } t_{initial} \text{ and } t_{actual}} \quad (2)$$

The LT corrosion rate of piping circuits shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (LT)} = \frac{t_{initial} - t_{actual}}{\text{time (years) between } t_{initial} \text{ and } t_{actual}}$$

where

$t_{initial}$ is the thickness, in inches (millimeters), at the same location as actual measurement during one of more previous inspections.

The preceding formulas may be applied in a consistent approach to assess corrosion rates and remaining life calculations for the piping system. Care shall be taken to ensure that the excessive movement of data results reflects the actual condition of the various pipe components. Statistical analysis employing point measurements is not applicable to piping systems with significant localized corrosion mechanisms.

LT and ST corrosion rates should be compared to see which results in the shortest remaining life as part of the data management. The authorized inspector in consultation with a corrosion specialist shall select the corrosion rate that best reflects the actual process (see 6.7.5 for inspection interval determination).

7.1.2 Newly Installed Piping Systems or Changes in Service

For new piping systems and piping systems for which service conditions are being changed, one of the following methods shall be employed to determine the probable rate of corrosion from which the remaining wall thickness within time of the next inspection can be estimated:

a) A corrosion rate for a specific circuit may be obtained from data collected by the owner/user on piping systems of similar material in comparable service and comparable operating conditions.

b) If data for the same or similar service are not available, a corrosion rate for a piping circuit may be estimated from the owner/user's experience or from published data on piping systems in comparable service.

c) If the probable corrosion rate cannot be determined by either method listed in item a) or item b), the initial wall thickness measurements should be made after no more than three months of service by using representative thickness measurements of the piping system. Corrosion monitoring devices, such as corrosion coupons or corrosion probes, may be used in establishing the timing of these thickness measurements. Subsequent measurements shall be made after appropriate intervals until the corrosion rate is established.

7.1.3 Existing Piping Systems

Corrosion rates shall be calculated on either a short-term or LT basis.

If calculations indicate that an appropriate rate of corrosion has been established, the rate to be used for the next period shall be expected to agree with the calculated rate.

7.2 MAWP Determination

The MAWP for the component of piping systems shall be established using the applicable code. Compliance may be made for future intervals if all the following essential data are known to comply with the provisions of the applicable code:

a) upper yield/lower temperature limits for specific materials;

b) quality of materials and workmanship;

c) inspection requirements;

d) reinforcement of openings;

e) any overall service requirements.

For unknown materials, compliance may be made assuming the lowest grade material and joint efficiency in the applicable code. When the MAWP is established, the wall thickness used in these computations shall be the actual thickness as determined by inspection minus future the estimated corrosion loss before the date of the next inspection (see 6.7.5). Alternate short-term rates for the other loadings in accordance with the applicable code. The applicable code allowances for pressure and temperature variations from the MAWP are permitted provided all the basic allowable code criteria are satisfied.

Table 4 contains two examples of calculations of MAWP illustrating the use of the corrosion half-life concept.

7.3 Required Thickness Determination

The required thickness of a pipe shall be the greater of the pressure design thickness or the structural minimum thickness. For services with high risk, the piping engineer should consider evaluating the required thickness to provide for unidentified or unknown leakages or undetected metal loss. See API 574 for information on design and structural minimum thicknesses.

7.4 Assessment of Inspection Findings

Pressure-containing components found to have degradation that could affect their load carrying capability (pressure loads and other applicable loads (e.g. weight, wind, etc., per API 579-1/ASME FFS-1)) shall be evaluated for continued service. Fitness-For-Service techniques, such as those documented in API 579-1/ASME FFS-1, Second Edition, may be used for this evaluation. The Fitness-For-Service techniques used shall be applicable to the specific degradation observed. The following techniques may be used as applicable:

a) To evaluate ductilities in excess of the corrosion allowance, a Fitness-For-Service assessment may be performed in accordance with one of the following sections of API 579-1/ASME FFS-1. The assessment requires the use of a future corrosion allowance, which shall be established, based on 7.1:

1) Assessment of General Metal Loss—API 579-1/ASME FFS-1, Section 4

2) Assessment of Local Metal Loss—API 579-1/ASME FFS-1, Section 5

3) Assessment of Pitting Corrosion—API 579-1/ASME FFS-1, Section 6

b) To evaluate blisters and laminations, a Fitness-For-Service assessment should be performed in accordance with API 579-1/ASME FFS-1, Section 7. In some cases, this evaluation will require the use of a future corrosion allowance, which shall be established based on 7.1.

c) To evaluate weld misalignment and shell distortions, a Fitness-For-Service assessment should be performed in accordance with API 579-1/ASME FFS-1, Section 8.

d) To evaluate crack-like flaws, a Fitness-For-Service assessment should be performed in accordance with API 579-1/ASME FFS-1, Section 9.

e) To evaluate the effects of fire damage, a Fitness-For-Service assessment should be performed in accordance with API 579-1/ASME FFS-1, Section 11.

7.5 Piping Stress Analysis

Piping shall be designed and placed so that:

a) its weight is carried safely;

b) it has sufficient flexibility for thermal expansion or contraction; and

c) it does not vibrate excessively.

Piping flexibility is determined by the length of the piping and the greater the difference between installed and operating temperature conditions.

Piping stress analysis is certain system flexibility and support adequacy is not normally performed as part of a piping inspection. However, many existing piping systems were analyzed as part of their original design or as part of a rating or revalidation, and the results of these analyses can be useful in developing inspection plans. When unexpected movement of a piping system is observed, such as during an external visual inspection (see 6.4.3), the inspector should discuss these observations with the piping engineer and indicate the need for conducting a piping stress analysis.

Table 4—Two Examples of the Calculation of MAWP Illustrating the Use of the Corrosion Half-Life Concept

	Example 1
Design pressure/temperature	600 psig/100 °F (34.7 MPa/204 °C)
Pipe specification	NPS 10, standard weight, A 106B
Outside diameter of pipe, D	10 in. (250 mm)
Allowable stress	20,000 psi (137,900 kPa)
Longitudinal weld efficiency, E	1.0
Thickness determined from inspection	0.31 in. (8.00 mm)
Observed corrosion rate (see 7.1.1)	0.01 in./year (0.254 mm/year)
Next planned inspection	5 years
Estimated corrosion loss by date of next inspection	= 5 × 0.01 = 0.05 in. (5 × 0.254 = 1.27 mm)
MAWP in US Customary (SI) units	= 2(E)(S)/D = 620 psig
In SI units	= 2(1.0)(137,900)/250
Conclusion: OK	
	Example 2
Next planned inspection	7 years
Estimated corrosion loss by date of next inspection	= 7 × 0.01 = 0.07 in. (7 × 0.254 = 1.78 mm)
MAWP in US Customary (SI) units	= 2(E)(S)/D = 453 psig
In SI units	= 2(1.0)(137,900)/250
Conclusion: Next regular inspection should be delayed or the normal operating pressure will not exceed the new MAWP during the seventh year, or reduce the piping before the seventh year	

NOTE 1 psig = pounds per square inch gauge; psi = pounds per square inch.

NOTE 2 The formula for MAWP is from ASME B31.3. Equation (3), where t = computed thickness.

See API 574 for more information on pressure design, minimum required and standard minimum pipe wall, including formulas, example problems and design tables of supplied materials.

Piping stress analysis can identify the most highly stressed components in a piping system and provide for internal components of the system which to be subjected to operation. This information can be used to assess inspection efforts at the locations most prone to fatigue damage from thermal expansion (hot-up and shutdown) cycles and/or creep damage in high-temperature piping. Computer-assisted thermal calculations with detailed measurements can help identify the occurrence of unexpected operating conditions and deterioration of piping and supports. Consultation with the piping engineer may be necessary to explain observed conditions from the analysis perspective, particularly for complicated systems involving multiple supports and pipes between end points.

Piping stress analysis also can be employed to help solve observed piping vibration problems. The actual responses to which a piping system will vibrate can be predicted by analysis. The actual field-installed piping can be evaluated to assess its ability to resist vibration by measuring the system natural frequencies beyond the frequency of exciting forces, such as reciprocating machinery speed. Its important to determine that system stiffness is correct (vibration is not adversely affected thermal expansion.

7.6 Recording and Records for Piping System Inspection

7.6.1 Permanent and Progressive Records

Piping system owners and users shall maintain permanent and progressive records of their piping systems and pressure-relieving devices. Permanent records are to be maintained throughout the service life of each piping system. As a part of these records, progress the inspection and maintenance records will be regularly updated to include new information pertinent to the operation, inspection and maintenance history of the piping system. See also API 574 for more information of piping system records.

7.6.2 Types of Piping Records

Piping system and pressure-relieving device records shall contain the types of information pertinent to mechanical integrity as follows:

a) Fabrication, Construction and Design documents to the extent available—For example, MDRs, MTRs, weld maps, NDE/PWHT, design specification data, piping design calculations, NDE records, final test, pressure-relieving device sizing calculations and construction drawings.

b) Inspection history—For example, inspection reports and data for each type of inspection conducted (e.g. visual, external, thickness measurements) and inspection recommendations for repair. Inspection reports shall contain the date of each inspection, the date of the most recently approved inspection, the name (or initials) of the person who performed the inspection and/or examination, the name of the owner or other identified after external inspection), a description of the inspection and/or examination performed, and the results of the inspection and/or examination. Piping NDT records shall be in accordance with API 570.

c) Repair, Alteration and Re-rating information—For example:

1) repair and alteration forms if necessary;

2) replace existing that piping systems and components with other identified deficiencies. Temporary repairs or replacements/upgrade for repair are suitable for continued service until repairs can be completed; and

3) existing documentation including design calculations and new design calculations.

d) Fitness-For-Service Assessment Documentation—Requirements are detailed in API 579/ASME FFS-1—Specific documentation requirements for the type of low being assessed are provided in the appropriate part of API 579/ASME FFS-1.

7.6.3 Operating and Maintenance Records

The operating and maintenance records, such as operating conditions, including process upsets that may affect mechanical integrity, changes in service, modifications, damage from maintenance should also be available to the inspector.

7.6.4 Computer Records

The use of a computerized system for planning, scheduling, and analyzing data should be considered in view of the volume of data that will be generated as part of a piping inspection program. Computer programs are particularly useful for the following:

a) storing and analyzing the actual thickness readings;

b) calculating short and long-term corrosion rates, retirement values, MAWP and inspection intervals on a recurring basis by recalculating periodically;

c) highlighting areas of high corrosion rates, piping circuits subject to inspection, piping close to retirement thickness, and other information.

7.6.5 Piping Circuit Records

The following information should be recorded for each piping circuit which CUIs are identified:

a) material of construction/piping specification;

b) operating and design temperatures and temperatures;

c) ANSI/class rating;

d) process fluid;

e) whether the circuit is a standby, intermittent, seldom, or other special circuit;

f) the corrosion rate and remaining service life of, piping, including identification (CMDS) the fluid;

g) inspection intervals for external inspection;

h) [illegible]

i) any unusual or unanticipated corrosion mode that could require special inspection techniques;

j) particular small leakages that might subject the piping system to high stress concentrations in the event of a process upset or loss of operation fluid flow.

7.6.6 Inspection Isometric Drawings (ISOs)

The primary purpose of inspection ISOs is to identify the location of CUIs and to identify the location of new recommended inspections. Inspection ISOs are recommended and should contain the following:

a) all significant components of the piping circuit (e.g. all valves, elbows, tees, flanges, etc.);

b) all secondary piping for Class 1 or high consequence RBI piping circuits;

c) secondary piping up to the first valve that is normally used for Class 2 or appropriate RBI consequence level pipe;

d) all Class 1 or appropriate information to locate the CUIs;

e) adequate orientation and scale to provide legible detail;

f) piping—stress numbers and drawings;

g) connection drawing numbers;

h) specification of long-early repairs.

Inspection ISOs are recommended for all risk piping and all Class 1 or high consequence RBI pipe and piping on which CUIs have been identified for increased inspectional. Alternate methods for zero risk piping which independently classified as system without ISOs may be used.

Inspection ISOs are recommended for Class 2 (or appropriate RBI consequence) risk piping with CUIs, except that pipe type drawings may be used to describe details and sketch. The use of hand sketches/ hand dimensions is acceptable to show the location of CUIs on field drawings.

Inspection ISOs do not need to be drawn to scale or show dimensions unless necessary to locate CUIs.

7.7 Inspection Recommendations for Repair or Replacement

A list of repair or replacement recommendations (including recommendations for non-destructive high risk piping integrity is required and shall be kept simple. The recommendation tracking system shall include:

a) recommendation description for repair and data;

b) priority or target date for recommended action;

c) piping system identified (e.g. pipe/system or circuit number) that the recommendation affects.

A more general system is required for tracking and reviewing outstanding recommendations on a periodic basis.

7.8 Inspection Records for External Inspections

Records of external piping system inspections shall be documented. A checklist or structured format is recommended when documenting inspection results. The location of CUI inspections, either by location/number CUI, should be identified. The location may be identified by establishing a CUI on the appropriate inspection ISO which involving construction ISOs and narrative reports.

7.9 Piping Failure and Leak Reports

Leaks and failures in piping that occur as a result of corrosion, cracking or mechanical damage shall be reviewed and recorded in the nonconformance. As with other piping failures, leaks and failures in piping systems shall be investigated to identify and correct the cause of failure. Temporary repairs to piping systems shall be documented as for inspection records.

7.10 Inspection Deferral or Interval Revision

Any piping circuit not inspected within the established interval is considered overdue for inspection, unless an acceptable alternative inspection plan is established by a deferral process or the inspection interval is revised with appropriate analysis.

A deferral is appropriate when the piping circuit is out of service or is not scheduled to be taken given the available data but an extension of the inspection date based on a documented risk analysis permits a postponed by the inspection. Criteria and evaluation, temporary extension of piping inspection due date and shall not be considered inspection interval evidence.

An interval revision/extension is appropriate when review of the piping condition/history indicates that the current inspection interval was set too conservatively or initially. Base requirements for interval revision are:

a) the piping history and condition shall be reviewed by the inspector;

b) material samples shall be recommended by the inspector and should include the technical basis supporting the interval revision;

c) the inspection data supports an interval revision or deferral.

NOTE: Performing potentially destructive tests of equipment involved in the inspection of the piping system. The operator is advised to seek the advice of the piping engineer or corrosion specialist before making internal changes or repairs.

8 Repairs, Alterations, and Rerating of Piping Systems

8.1 Repairs and Alterations

8.1.1 General

The principles of ASME B31.3 or the code to which the piping system was built shall be followed as the minimum standard for welding repairs. ASME B31.3 is written for design and construction of piping systems. However, most of the technical requirements on design, welding, construction, and materials may also be applied to the repair, re-rating, repair, and alteration of operating piping systems. When ASME B31.3 cannot be followed because of its new construction, coverage (such as welded or new material specifications, inspection requirements, sample heat treatments, and pressure tests) the piping engineer or inspector shall be guided by API 570 in lieu of ASME B31.3 as an example of what, the former "principles of ASME B31.3" has been employed in API 570, rather than in accordance with ASME B31.3."

The principles and practice of API RP 577 shall also be followed for all welded repairs and alterations.

8.1.2 Authorization

All repair and alteration work shall be done by a repair organization as defined in Section 3 and shall be authorized by the inspector prior to the commencement. Authorization for alteration work to a piping system may not be given without prior consultation with, and approval by, the piping engineer. The inspector will determine any intermediate hold points.

required during the repair or alteration inspection. The inspector may give prior general authorization for limited or routine repairs and procedures, provided the inspector is satisfied with the competency of the repair organization.

5.1.3 Approval

All proposed methods of design, construction, materials, welding procedures, examination, and testing shall be approved by the inspector or by the piping engineer, as appropriate. Consultant approval of mechanical welding is required.

Welding repairs of cracks that contain pressure should not be attempted without prior consultation with the piping engineer in order to identify and correct the cause of the cracking. Examples are cracks caused by fatigue, caused by vibration, thermal cycling, thermal expansion problems, and environmental cracking.

The inspector shall approve all repair and alteration work at designated hold points and after the repairs and alterations have been satisfactorily completed in accordance with these requirements and API 510.

5.1.4 Welding Repairs (Including On-stream)

5.1.4.1 Temporary Repairs

For temporary repairs, welding on-stream, a full encircling welded split sleeve or fillet-type enclosure designed by the piping engineer may be applied over the damaged or corroded area. See ASME PCC-2 for more information on temporary repairs to piping systems. Longitudinal cracks shall not be repaired in this manner unless the piping engineer has determined that cracks would not be expected to propagate from under the sleeve. In some cases, the piping engineer will need to consult with a fracture analyst. The design of temporary enclosures and repairs shall be approved by the piping engineer.

If the repair area is located (for example, piping or pipelines) and the SMYS of the pipe is not more than 40,000 psi (275,800 kPa), and a Fitness-for-Service analysis shows it is acceptable, a temporary repair may be made by first welding a properly designed fillet welding or fillet fillet over the defective locally thinned area (see 6.2.3 for design considerations and Annex D for an example). The material for the repair shall match the base metal where exposed to the piping environment. A Metal-filled patch shall not be installed on top of an existing fillet-welded patch. When installing a fillet-welded patch approach to an existing fillet-welded patch, the minimum distance between the toe of the fillet welds shall not be less than

$\sqrt{Rt}$

where

R = outside diameter of welded attachment

t = the minimum required thickness of the first welded patch as specified

If an inner layer, properly designed enclosure may be welded over the fillet with the piping system in service, provided the inspector is satisfied that adequate clearance is in the vicinity of the weld and the piping temperature without welding will not be sufficient of further material damage such as hydrogen cracking.

Temporary repairs should be removed and replaced with a suitable permanent repair at the next available maintenance opportunity. Temporary repairs may remain in place for a longer period of time only if approved and documented by the piping engineer.

5.1.4.2 Permanent Repairs

Repairs to defects found in piping components may be made by preparing a welding groove that completely removes the defect and then filling the groove with weld material deposited in accordance with 5.2.

Corroded areas may be repaired with weld metal deposited in accordance with 5.2. Girthed installations and connections shall be removed before welding. Appropriate NDE methods shall be applied after completion of the weld.

If it is feasible to take the piping system out of service, the defective area may be removed by cutting out a cylindrical section and replacing it with a piping component that meets the applicable code.

Welded patches (fillet patches) may be used to repair damaged or corroded areas if the following requirements are met:

a) Full penetration groove welds are prohibited,

b) for Class 1 and Class 2 piping systems, the welds shall be 100% radiographed or ultrasonically tested using NDE procedures that are approved by the inspector,

c) patches may be any shape but shall have rounded corners (1 in. (25 mm) minimum radius).

See ASME PCC-2 for more information on welding repairs to piping systems.

5.1.5 Flange/Flange Repairs (On-stream)

Temporary repairs of piping flanges, sections of or connections of lower outlets may be made on stream by installing a properly designed and applied enclosure (e.g. bolted clamp, mechanical composite wrap, metallic and epoxy wraps, or other nonwelded applied temporary repair). The design shall include control of cold work loads if the piping component being installed is (or may become) insufficient to control pressure stress. The effect of temporary (installing) forces on the component also shall be considered. See ASME PCC-2 for more information on nonmetallic composite wrap repair methods.

During turnarounds or other appropriate opportunities, temporary bolt welding and bolt clamping devices, including valves, shall be removed and appropriate actions taken to restore the original integrity of the piping system. The inspector and/or piping engineer shall be involved in determining repair methods and procedures. Temporary bolt welding and bolt clamping devices may remain in place for a longer period of time only if approved and documented by the piping engineer.

Areas subject to bolt hole welding, bolt clamping, or pressure piping should be reviewed for acceptance by the inspector or piping engineer. The review should take into consideration the compatibility of the sealant with the welding materials, the potential problem on the effects (especially when temporarily) sealing material, clamping forces and, the risk of sealant affecting combustion flammability, which vapors, or materials, the risk of subsequent leakage as the bolts or clamping connection or sealant contact surface of bolts and the number of times the bolt area is repaired.

See ASME PCC-2 for more information on temporary non-welded repairs for piping systems.

5.2 Welding and Hot Tapping

5.2.1 General

All repair and alteration welding shall be done in accordance with the requirements of ASME B31.3 or the code to which the piping system was built.

Any welding conducted on piping components in operation shall be done in accordance with API 2201. The inspector should use as a minimum the "Suggested Hot Tap Checklist" contained in API 2201 to hot tapping performed on piping components. See API 577 for further guidance on hot tapping and welding in general.

5.2.2 Procedures, Qualifications, and Records

The repair organization shall use welding and welding procedures qualified in accordance with ASME B31.3 or the code to which the piping was built. See API 577 for guidance on welding procedure and qualification.

The repair organization shall maintain records of welding procedures and welder performance qualifications. These records shall be available to the inspector prior to the start of welding.

5.2.3 Preheating and PWHT

5.2.3.1 General

Refer to API 577 for guidance on preheating and PWHT.

5.2.3.2 Preheating

Preheat temperatures used in welding working repairs shall be in accordance with the applicable code and qualified welding procedures. Exceptions for temporary repairs shall be approved by the piping engineer.

Preheating to not less than 300 °F (150 °C) may be considered as an alternative to PWHT for alterations or repairs of piping systems subject PWHT as a code requirement (operating). This applies to piping constructed of the P-1 steels listed in ASME B31.3. For steels, with the exception of M-A-N steels, also may receive the 300 °F (150 °C) minimum preheat alternative when the piping system operating temperature is high enough to provide temperature uniformity and when there is no identifiable hazard associated with pressure testing, shutdown, and startup. The inspector should determine that the minimum preheat temperature is maintained and monitored after welding. The joint should immediately be covered with insulation to slow the cooling rate.

NOTE Preheating may not be considered as an alternative to environmental cracking prevention.

Piping systems constructed of other steels actually requiring PWHT normally are prevented from cracking if alterations or repairs involving pressure retaining welding are performed. The use of the preheat alternative requires consultation with the piping engineer who should consider the potential for environmental cracking and whether the welding procedure will provide adequate toughness. Examples of situations where the alternative could be considered include seal welds, weld metal buildup of line supports, and welding support clips.

5.2.3.3 PWHT

PWHT of piping system repairs or alterations should be made using the applicable requirements of ASME B31.3 or the code to which the piping was built. See 5.2.2.2 for an alternative preheat procedure for some PWHT requirements. Exceptions for temporary repairs shall be approved by the piping engineer.

Local PWHT may be substitute for 350° bending on field repairs on oil materials, provided the following procedures and requirements are applied:

a) The application is reviewed, and a procedure is developed by the piping engineer.

b) In evaluating the suitability of a procedure, consideration shall be given to applicable factors, such as base metal thickness, material properties, changes resulting from PWHT, the need for post-weld heat treatment, and various and volumetric examinations after PWHT. Additionally, the overall end field stress and

distortion resulting from heating of a local restrained area of the piping will also be considered in developing and evaluating PWHT procedures.

c) A minimum of 300 °F (150 °C) or higher as specified by specific welding procedures is maintained while welding.

d) The required PWHT temperature shall be maintained for a distance of not less than two times the base metal thickness measured from the weld. The PWHT temperature shall be monitored by a sufficient number of thermocouples to ensure of the heated zone and shape of the area being heat treated.

e) Controlled heat sink shall be applied to any branch connection or other attachment within the PWHT area.

f) The PWHT is performed for code compliance and not for environmental cracking mitigation.

5.2.4 Design

Butt joints shall be full-penetration groove welds.

Piping components shall be replaced when repair is likely to be inadequate. Fillet welded and replacements shall be designed and fabricated according to the principles of the applicable code. The design of temporary attachments and repairs shall be approved by the piping engineer.

New connections may be installed on piping systems (elevated the design location and method of attachment conform to the principles of the applicable code.

Fillet welded patches require special design considerations, especially relating to weld joint efficiency and service conditions. Fillet welded patches shall be designed by the piping engineer. A patch may be applied to the potential surfaces of piping provided it is in accordance with 6.1.3 and meets either of the following requirements:

a) The proposed patch provides design strength equivalent to a nonfailed opening designed according to the applicable code.

b) The proposed patch is designed to attach the nonfailed portion of the pipe in a manner that is in accordance with the principles of the applicable code, if the following details are met:

1) The allowable maximum stress is not to exceed in the piping part of the patch.

2) The stress in the patch does not result in fillet welds stresses exceeding allowable stresses for such welds.

3) All overlay patch edges have rounded corners (see Annex D).

Different components in the same piping system or circuit may have different design temperatures. In establishing the design temperature, consideration shall be given to process fluid temperatures, ambient temperatures, heating and cooling media temperatures, and insulation.

5.2.5 Materials

The materials used in making repairs or alterations shall be of known weldable quality, shall conform to the applicable code, and shall be compatible with the original materials. For material specification requirements, see 5.6.

5.2.6 NDE

Acceptance of a welded repair or alteration shall include NDE in accordance with the applicable code and the owner/user's specification, unless otherwise specified in API 510. The extents and procedures of API 577 shall also be

fabricated. Where butt-to and socket-type connections are required, they shall be in accordance with ASME BPVC Section V (or equivalent).

8.3.7 Pressure Testing

After welding is completed, a pressure test in accordance with 5.6 shall be performed if required and deemed necessary by the inspector. Pressure tests are normally required after alterations and major repairs. See ASME PCC-2 for more information on conducting pressure tests. When a pressure test is not necessary or practical, NDE shall be utilized in lieu of a pressure test. Substituting appropriate NDE procedures for a pressure test after alteration, re-rating, or repair may be done only after consultation with the inspector and the piping engineer. For piping fabricated from flat sheet, the piping pressure tested after repair, re-rating, or alteration, if is not necessary to skip inspection on all welding welds. Pressure tests with hinged hold times and observations of pressure gauges can be substituted for radiation shielding when the pipe assembly will fit back under the insulation and acceptable.

Where it is not practical to perform a pressure test of a field welded weld that joins a new or replacement section of piping to an existing system, all of the following requirements shall be satisfied:

a) The new or replacement piping is pressure tested and examined in accordance with the applicable code governing the design of the piping system, or if not applicable, welds are examined with appropriate NDE, as specified by the authorized piping engineer.

b) The adjacent weld (i.e. full-penetration butt-weld between any pipe or plate and piping components of equal diameter and thickness, easily aligned from either side) and all equivalent materials, acceptable examples are:

1) slip-on flanges for design cases up to Class 150 and 600 °F (250 °C), but

2) socket welded flanges or socket welded valves for cases NPS 2 or less and design cases up to Class 150 and 600 °F (250 °C).

A sketch diagram for socket welding of same size branch shall be used to establish a minimum fillet (3.0 mm) leg. Socket welds shall be per ASME B31.3 and shall be a minimum of two passes.

c) Any butt-weld joint was made that is of 100 % RT, or single-side ultrasonic flaw detection may be used, provided the appropriate examination criteria have been established.

d) MT or PT shall be performed on the root pass and the completed weld for both welds and on the completed weld for fillet welds.

The examiner shall already independent UT shall have automatic for classes welds that have not been previously tested and for weld repairs specified by the piping engineer or authorized piping inspector.

8.4 Re-rating

Re-rating piping systems by changing the temperature rating of the MAWP requires that only after all of the following requirements have been met:

a) Calculations are performed by the piping engineer or the inspector.

b) All packings shall be substituted in accordance with the requirements of the code to which the piping system was built or by computation using the appropriate methods of the latest edition of the applicable code.

c) Current inspection results verify that the piping system is satisfactory for the proposed service conditions and that the inspection interval is minimum.

d) Revised piping systems shall be tested in accordance with the code to which the piping system was built or the latest edition of the applicable code for the new service conditions, unless demonstrated results before a previous hydrostatic pressure of greater than or equal to the test pressure for the new condition. An increase in the rating temperature that does not affect allowable tensile stress does not require a hydrotest.

e) The piping system is checked to affirm that the relieving pressure relieving devices the present are set at the appropriate pressure, and have the appropriate capacity at set pressure.

f) The piping system rerating is acceptable to the inspector or piping engineer.

g) All piping components in the system (such as valves, flanges, bolts, gaskets, packing, and expansion joints) are acceptable for the new combination of pressure and temperature.

h) Piping flexibility is adequate for design temperature changes.

i) Appropriate engineering records are updated.

j) A formal environmental assessment is performed by impact and results, if needed, by the appropriate agency.

9 Inspection of Buried Piping

9.1 General

Inspection of buried pressure piping not regulated by the U.S. Department of Transportation is different from other pressure piping inspection because additional external deterioration can be caused by corrosive soil conditions and the inspection can be hindered by the inaccessibility of the buried areas of the piping. Detailed, non-mandatory references for underground piping inspection are API 574 and the following NACE documents: RP0169, RP0274, and RP0285 and API 651.

9.2 Types and Methods of Inspection

9.2.1 Above-ground Visual Surveillance

Indications of leaks in buried piping may include a change in the surface contour of the ground, discoloration of the soil, soil/plant (grass) deposit, root formation, building water puddles, or suspicious odor. Surveying the route of buried pipelines can include visual surveillance.

9.2.2 Close-interval Potential Survey

The close-interval potential survey performed at ground level over the buried pipe can be used to locate active corrosion cells on the pipe surface.

Corrosion cells can form on both bare and coated pipe where the pipe shell contacts the soil. Since the potential to the pipe or corrosion will be relatively different from an adjacent area on the pipe, the location of the corrosion activity can be determined by the polarity indication.

9.2.3 Pipe Coating Holiday Survey

The pipe coating holiday survey can be used to locate coating defects on buried metallic pipes, and it can be used on newly constructed pipe systems to ensure that the coating is free of holidays. Most often this task is undertaken during pipeline construction or if a pipeline has been in service for an extended period of time.

From survey data, the coating effectiveness and rate of coating deterioration can be determined. The information is used both for prioritizing corrosion activity in a specific area and for forecasting replacement of the coating by extrusion coating.

9.2.4 Soil Resistivity

Corrosion of bare or poorly coated piping is often caused by a mixture of different soils in contact with the pipe surface. The corrosiveness of the soils can be determined by a measurement of the soil resistivity. Lower levels of resistivity are relatively more corrosive than higher levels, especially in areas where the pipe is coupled to dissimilar changes in soil resistivity.

Measurements of soil resistivity should be performed using the Wenner Four-Pin Method in accordance with ASTM G57. In cases of parallel pipes or in areas of interfering structures, it may be necessary to use the Single-Pin Method to accurately measure the soil resistivity. For measuring resistivity of soil samples from depth holes or excavations, it may be necessary to use a commercial mixture for obtaining precise results.

The depth of the piping shall be considered in selecting the method to be used and the number of samples. The testing and evaluation of results should be performed by personnel trained and experienced in soil resistivity testing.

9.2.5 Cathodic Protection Monitoring

Cathodically protected buried piping should be monitored regularly to assure adequate levels of protection. Monitoring should include potential measurements and analysis of pipe-to-soil potentials by personnel trained and experienced in cathodic protection system operation. More frequent monitoring of select cathodic protection operations, such as impressed current rectifiers, is required to ensure reliable system operation.

Refer to NACE RP0169 and Section 15 of API 651 for guidelines applicable to connecting and maintaining cathodic protection systems for buried piping.

9.2.6 Inspection Methods

A number of direct examination techniques methods are available that may be applied to buried piping and a more extensive guide to these can be found in API 574. These methods can indicate the internal or wall condition of the piping, whereas other methods indicate only the external condition. Examples are as follows:

a) Direct inspection (DI) [only commonly referred to as "smart" or "intelligent pigging"]. The direct inspection and tests of a device (pig) through the piping either while it is operation or after it has been removed from service. A wide array of devices are available employing different methods of inspection utilizing magnetic flux leakage (MFL), UT, optical, laser and electromagnetic technologies. The line to be evaluated should be free from obstructions that would cause the device to stick within the line. The degree and number of bends in a line may restrict the application of some technology. The line should also have facilities for launching and receiving the pigs or have an access that allows the device of temporary launching/receiving equipment.

b) Video Surveillance—Television cameras are available that can be inserted into the piping. These cameras may provide visual inspection information on the internal condition of the line.

c) Excavation—In many cases, the only practical inspection method that can be performed is excavating the piping in order to visually inspect the external condition of the piping and to evaluate its thickness and internal condition using the methods described in 9.3.5. Care should be exercised in removing soil from along and around the pipelines to prevent damaging the line or the coating. The last few inches (millimeters) of soil should be removed manually to avoid this possibility. If the excavation is sufficiently deep, the sides of the trench should be properly sloped to prevent soil collapse, in accordance with OSHA regulations, where applicable. If the coating or wrapping is determined or damaged, it should be removed to that area to inspect the condition of the underlying metal.

d) Externally applied nondestructive techniques.

An array of technologies are now available that can be externally applied to the pipe at a location and remote from that location. These techniques may require some excavation but considerable less than a full-scale excavation. Typical of these techniques are UT when referred to as guided wave UT. These techniques allow UT or longer distances to be accomplished from one installation and provide a detailed assessment of the pipe. Distances provided will be the degree of attenuation and is a function of the applied technology and pipe conditions including degree of corrosion, external and internal coatings and soil conditions.

Other technologies employing ultrasonic may be used to assess several feet from one location and are useful for assessing damage in localized areas such as pitting or corrosion.

9.3 Frequency and Extent of Inspection

9.3.1 Above-ground Visual Surveillance

The surveillance interval, or approximately as much as feasible, survey the surface conditions on and adjacent to each pipeline path (see 9.2.1).

9.3.2 Pipe-to-soil Potential Survey

A close-interval potential survey on a cathodically protected line may be used to verify that the buried piping has a sufficiently negative potential, as longer the poorly coating pipes where cathodic protection potentials are inconsistent, the survey may be conducted at shorter intervals for well-coated continuous corrosion control.

For piping with no cathodic protection or in areas where leaks have occurred due to external corrosion, a pipeline-to-soil survey may be conducted along the pipe route. The pipe should be examined at sites where leaks or corrosion cells have been located to determine the extent of corrosion damage. A continuous potential profile or a close-interval survey may be required in lieu of a pipe coating holiday survey.

9.3.3 Pipe Coating Holiday Survey

The frequency of the coating holiday surveys is usually based on inspections that other than corrosion control are indicated. For example, on a buried pipeline there is gradual loss of cathodic protection potentials or an external corrosion leak occurs at a coating defect, a pipe coating holiday survey may be used to locate the coating.

9.3.4 Soil Corrosivity

For piping factor in length greater than 100 ft (30 m) and is cathodically protected, evaluations of soil corrosivity should be performed at frequent intervals. Soil resistivity measurements may be used for relative determination of the soil corrosivity (see 9.1.4). Additional factors that may warrant consideration are changes in soil chemistry and analysis of the pipelines condition of the soil and piping interface.

9.3.5 Cathodic Protection

If the piping is cathodically protected, the system should be maintained at intervals in accordance with Section 10 of NACE RP0169 or API 651.

9.3.6 External and Internal Inspection Intervals

If external corrosion of buried piping is expected as a result of inspection on the above-grade portion of the line, inspection intervals and methods for the buried portion should be adjusted accordingly. The frequency should be based on the severity of experienced internal corrosion or erosion.

The external condition of buried piping that is not cathodically protected should be determined by either pigging, which can measure wall thickness, or by excavating according to the frequency given in Table 5. Significant external corrosion detected by pigging or by other means may require excavation and evaluation even if the piping is cathodically protected.

Piping inspected periodically by excavation shall be inspected in lengths of 5 ft to 8 ft (2.0 m to 2.5 m) at one or more locations judged to be most susceptible to corrosion. Excavated piping should be inspected full circumference for the type and extent of corrosion (pitting or general) and the condition of the coating.

If inspection reveals damaged coating or corroded piping, additional piping shall be excavated until the extent of the condition is identified. If the average wall thickness is 10 % or below of nominal thickness, it shall be tested or replaced.

If the piping is contained inside a casing pipe, the condition of the casing should be inspected to determine if water and/or soil has entered the casing. The inspector should verify the following:

a) both ends of the casing extend beyond the ground line,

b) the ends of the casing are sealed if the casing is not self-draining, and

c) the pressure-carrying pipe is properly coated and supported.

9.3.7 Leak Testing Intervals

An alternative or supplement to inspection is leak testing with fluid at a pressure of not 10 % greater than maximum operating pressure (MOP) at least one-half the length of those shown in Table 5 for piping not cathodically protected and at the same intervals as shown in Table 5 for cathodically protected piping. The leak test should be maintained for a period of 8 hours. Four hours after the initial pressurization of the piping system, the pressure should be reset and, if necessary, top the pressurization to original test pressure and isolated from the pressure source. If during the remainder of the test period, the pressure decreases more than 5 %, the piping should be visually inspected externally and/or inspected internally to find the leak and assess the extent of corrosion. Some measurements may be helpful in locating leaks during leak testing.

Buried piping systems can be surveyed for integrity by using computer-generated pressure-time profiles of pipeline fluid and gas. Other alternative leak test methods include acoustic, acoustic, electrical, and the addition of a tracer fluid to the pressurized fluid (such as helium or other compounds). If the tracer is added to the pressure fluid, the owner/user shall confirm safety for process and product.

Table 5—Frequency of Inspection for Buried Piping Without Effective Cathodic Protection

Soil Resistivity (ohm-cm)	Inspection Interval (years)
<2,000	5
2,000 to 10,000	10
>10,000	15

9.4 Repairs to Buried Piping Systems

9.4.1 Repairs to Coatings

Any coating removed for inspection shall be repaired and replaced immediately. For coating repairs, the inspector should be assured that the coating meets the following criteria:

a) there shall be adhesion to the pipe to prevent undercutting and/or migration of moisture.

b) it is structurally stable to avoid cracking,

c) it has no voids and gaps in the coating (holidays),

d) it has sufficient strength to resist damage due to handling and soil stress,

e) it can support any supplemental cathodic protection.

In addition, coating repairs may be tested using a high voltage holiday detector. The detector voltage shall be adjusted to the appropriate value for the coating material and thickness. Any holidays found shall be repaired and retested.

9.4.2 Clamp Repairs

If pipeline has been clamped and relieved, the location of the clamp shall be logged in the inspection record and may be surface marked. Both the marker and the record shall note the date of installation and the location of the clamp. A clamp shall be considered temporary. The piping should be permanently repaired at the next opportunity.

9.4.3 Welded Repairs

Welded repairs shall be made in accordance with 9.2.

9.5 Records

Record systems for buried piping should be maintained in accordance with 7.6. In addition, a record of the location and date of installation of temporary clamps shall be maintained.

Annex A
(Informative)

Inspector Certification

A.1 Examination

A written examination to certify inspectors within the scope of API 570 shall be based on the current API 570 inspector certification body of knowledge as maintained by API.

A.2 Certification

An API 570 authorized piping inspector certification will be issued when an applicant has successfully passed the API 570 certification exam and satisfies the criteria for experience and education. Education and experience which combined shall be equal to at least one of the following:

a) a bachelor of Science degree in engineering or technology plus one year of experience in inspection or inspection activities or performance of test position activities as described in API 570,

b) a technical degree or certificate in engineering or technology plus two years of experience in the design, construction, repair, inspection or operation of piping systems, of which one year must be in inspection or inspection activities or performance of inspection activities as described in API 570,

c) a high school diploma or equivalent plus three years of experience in the design, construction, repair, inspection or operation of piping systems, of which one year must be in supervision of inspection activities or performance of inspection activities as described in API 570,

d) a minimum of five years of experience in the design, construction, repair, inspection or operation of piping systems, of which one year must be in supervision of inspection activities or performance of inspection activities as described in API 570.

A.3 Recertification

A.3.1 Recertification is required three years from the date of issuance of the API 570 authorized piping inspector certificate. Recertification by written examination will be required for authorized piping inspectors who have not been actively engaged as authorized piping inspectors within the most recent three-year certification period and for authorized piping inspectors who have not actively passed the exam. Exams will be in accordance with all provisions contained in API 570.

A.3.2 "Actively engaged as an authorized piping inspector" shall be defined as a minimum of 20 % of time spent performing inspection activities or supervision of inspection activities or engineering support of inspection activities as described in the API 570, over the most recent three-year recertification period.

NOTE Inspection activities common to other API inspection documents (OSR, record-keeping, review of welding documents, etc.) may be acceptable.

A.3.3 Once every other recertification period (every six years), inspectors actively engaged as an authorized piping inspector shall demonstrate knowledge of revisions to API 570 that were instituted during the previous six years. This requirement shall be effective six years from the inspector's initial certification date. Inspectors who have not been actively engaged as an authorized piping inspector within the most recent three-year certification period shall actively as required in A.3.1.

Annex B
(Informative)

Requests for Interpretations

B.1 Introduction

API will answer written requests for interpretations of API 570. API will not make such interpretations involving clear contradiction if necessary, with the appropriate committee officers and the committee membership. The API committee responsible for maintaining API 570 stands regularly to consider written requests for interpretations and revisions, and to develop new criteria as dictated by technological developments. The committee's activities in this regard are limited solely to interpretations of the latest edition of API 570 or to the consideration of revisions to API 570 based on the new data or technology.

As a matter of policy, API does not approve, certify, rate or endorse any item, construction, proprietary device, or activity, and accordingly, requests requiring such consideration will be returned. Moreover, API does not act as a consultant on specific engineering problems or on the general understanding or application of the rules. If based on the inquiry information submitted, it is the opinion of the committee that the inquiry should seek engineering or technical assistance, the inquiry will be returned with the recommendation that such assistance be obtained.

Requests that do not provide the information needed for full understanding will be returned.

B.2 Inquiry Format

Inquiries should be limited strictly to requests for interpretations of the latest edition of API 570 or to the consideration of revisions to API 570 based on new data or technology. Inquiries shall be submitted in the following format:

a) Scope—The inquiry shall involve a single subject or closely related subjects. An inquiry letter containing unrelated subjects will be returned.

b) Background—The inquiry letter shall state the purpose of the inquiry which shall be either to obtain an interpretation of API 570 or to propose consideration of a revision to API 570. The letter shall provide concisely the information needed for complete understanding of the inquiry (with sketches, as necessary) and include references to the applicable edition, paragraphs, figures, and tables.

c) Inquiry—The inquiry shall be stated in a concise and precise question format, omitting superfluous background information and, where appropriate, composed in such a way that "yes" or "no" (perhaps with provisions) would be a suitable reply. The inquiry statement should be technically and editorially correct. The inquiry statement shall be in the form of the following API 570 excerpt. If in the opinion of the inquirer a revision to API 570 is needed, the inquiry shall provide recommended wording.

Submit the request for interpretation to the API Request for Interpretation website at http://api.org.

B.3 Request for Interpretation Responses

Responses to previous requests for interpretation can be found on the API website at http://apicommunities.org/rfi/rfiSearch.htm.

Annex C
(informative)

Examples of Repairs

C.1 Repairs

Manual welding using the gas metal arc or shielded metal arc processes may be used.

When the temperature is below 50 °F (10 °C), low-hydrogen electrodes, AWS E7018 or E8018, shall be used when welding materials conforming to ASTM A-53, Grades A and B; A-106, Grades A and B; A-333 Gr. A; API 5L; and equivalent materials. These electrodes should also be used on low-alloy steels of material which the temperature of the material is below 32 °F (0 °C). The piping engineer should be consulted for issues involving different materials.

When AWS E7018 or E8018 electrodes are used on vent number 2 and 3 (see Figure C.1 below), the beads shall be deposited by starting at the bottom of the assembly and working upward. The diameter of the electrodes should not exceed 5/32 in. (4.0 mm). Electrodes larger than 1/8 in. (3.0 mm) may be used on vent number 1 (see Figure C.1), but the diameter should not exceed 5/16 in. (8.0 mm).

The longitudinal welds (number 1, Figure C.1) on the reinforcing sleeve shall be deposited in double-pass double bevel welding strip (see note) to avoid forcing the weld to the sleeve at the pipe.

NOTE If the original pipe strip weld number 1 has been cleaned thoroughly by alternate methods and is in sufficient condition for welding, a welding strip is not necessary.

Alternate and welding procedures for on-stream hot shall conform to API 2201.

C.2 Small Repair Patches

The diameter of electrodes should not exceed 5/32 in. (4.0 mm). When the temperature of the base material is below 32 °F (0 °C), low-hydrogen electrodes shall be used. Welding of metal beads deposited with low-hydrogen electrodes should be avoided.

Alternate and welding procedures for on-stream hot shall conform to API 2201.

Examples of small repair patches are shown below in Figure C.2.

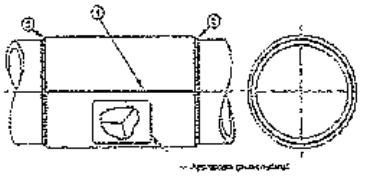


Figure C.1—Reinforcement Repair Sleeve

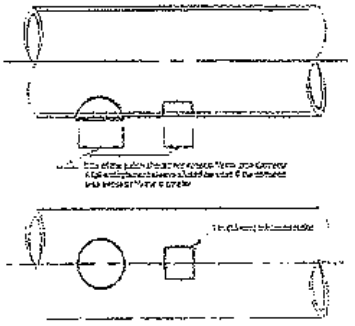


Figure C.2—Small Repair Patches

API
1220 L Street, NW
Washington, DC 20005-4070
USA

202-682-8000

Additional copies are available through Global Group Sales
Phone Orders: 1-800-854-7179 (Toll-free in the U.S. and Canada)
303-397-7956 (Local and International)
Fax Orders: 303-397-2740
Online Orders: www.global.com

Information about API Publications, Programs and Services is available on the World Wide Web at: www.api.org

Product No. C00C01

Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems

1 Scope

1.1 General Application

1.1.1 Coverage

API 570 covers inspection, rating, repair, and alteration procedures applicable to the piping systems of refined petroleum (RP) piping systems and their associated pressure relieving devices that have been placed in service.

1.1.2 Intent

The intent of this code is to specify the minimum inspection and condition monitoring program that is required to determine the integrity of piping. This program should provide reasonably accurate and timely assessments to determine if any changes in the condition of piping and piping components caused by their operation affect the intent of this code. Any piping system which proved to be in acceptable condition that requires corrective actions to ensure the continued safe operation of piping.

API 570 has been developed for the petroleum refining and chemical process industries but may be used where practical for any piping system. It is intended for use by organizations that maintain or have access to an owner/user inspection agency, a repair organization, and technically qualified piping engineers, inspectors, and examiners, as defined in Section 3.

1.2 Limitations

API 570 shall not be used as a substitute for the original construction requirements governing a piping system before it is placed in service, nor shall it be used in conflict with any prevailing regulatory requirements. If the requirements of this code are more stringent than the regulatory requirements, then the requirements of this code shall prevail.

1.3 Specific Applications

The term pipe includes not a broad definition but is this code refers to the four categories of piping covered by the present edition: RP Metallic-reinforced plastic and GRP (glass-reinforced plastic). Dry, unburied, generally non-corrosive materials, such as high and low density polyethylene are excluded. Refer to API 570 for guidelines, interpretation and inspection items associated with RP piping.

1.3.1 Excluded Field Services

Except as provided in 1.3.2, API 570 applies to piping systems in process units, interconnecting piping, and piping associated with field service facilities including:

a) raw intermediate and finished petroleum products,

b) raw intermediate and finished chemical products,

c) catalyst lines,

d) hydrogen, hydrocarbon, fertilizer and fuel gas lines,

e) utility lines and hydrocarbon vapors below atmospheric pressure.

1 Hydrocarbon and chemical lines above atmospheric pressure, as defined by jurisdictional regulations

2) cryogenic fluids (such as LN2, LHe, LO2, and liquid air)

3) high-purity gases (greater than 150 psig such as GHe, GH2, GO2, GN2, and air)

1.3.2 Optional Piping Systems and Fluid Services

The fluid services and classes of piping systems listed below are optional with respect to the requirements of API 570.

a) Piping systems that are optional include the following:

1) hydrocarbon fluid services below atmospheric pressure, as defined by jurisdictional regulations

2) water (including fire protection systems, steam condensate, boiler feed water, non-Category D fluid services, as defined in ASME B31.3)

b) Other classes of piping systems that are optional are those that are excluded from the materials (except carbon steel) construction code.

1.3 Fitness-For-Service and Risk-Based Inspection (RBI)

The inspection data techniques, Fitness-For-Service concepts for evaluating the future integrity of pressure-retaining components, API 579 provides detailed assessment procedures for specific types of damage not addressed in this code. The inspection data techniques RBI concepts for determining inspection intervals. API 580 provides guidelines for developing a risk-based inspection.

2 Normative References

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

API Publication 510, Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration

API Recommended Practice 571, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry

API Recommended Practice 574, Inspection Practices for Piping System Components

API Recommended Practice 575, Inspection of Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks

API Recommended Practice 577, Welding Inspection and Metallurgy

API Recommended Practice 578, Material Verification Program for New and Existing Piping Systems

API Standard 579-1/ASME FFS-1, Fitness-For-Service

API Recommended Practice 580, Risk-Based Inspection

API Recommended Practice 581, Risk-Based Inspection Technology

API Standard 598, Valve Inspection and Testing

API Recommended Practice 651, Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks

API Recommended Practice 750, Management of Process Hazards

API Publication 2201, Safe Hot Tapping Practices in the Petroleum and Petrochemical Industries

ASME B16.34[1], Valves—Flanged, Threaded, and Welding End

ASME B31.3, Process Piping

ASME B31E, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines

ASME B31, Code Case 178[1]

ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Section V, Nondestructive Examination

ASME BPVC, Section VIII, Divisions 1 and 2

ASME BPVC, Section IX, Welding and Brazing Qualifications

ASME PCC-1, Guidelines for Pressure Boundary Bolted Flange Joint Assembly

ASME PCC-2, Repair of Pressure Equipment and Piping

ASNT SNT-TC-1A[2], A Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing

ASNT CP-189, Standard for Qualification and Certification of Nondestructive Testing Personnel

ASTM G57[3], Method for Field Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner Four-Electrode Method

NTIS 129[4], A Practical Guide to Field Inspection of FRP Equipment and Piping

NACE RP 0169[5], Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

NACE RP 0170, Protection of Austenitic Stainless Steels and Other Austenitic Alloys from Polythionic Acid Stress Corrosion Cracking During Shutdown of Refinery Equipment

NACE RP 0274, High-Voltage Electrical Inspection of Pipeline Coatings Prior to Installation

NACE RP 0375, Application of Organic Coatings to the External Surfaces of Steel Pipe for Underground Service

NACE Pub 34101, Refinery Spotters and Process Hazard Patrol

NFPA 704[6], Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response

1 ASME International, 3 Park Avenue, New York, New York 10016-5990, www.asme.org
2 American Society for Nondestructive Testing, 1711 Arlingate Lane, P.O. Box 28518, Columbus, Ohio 43228, www.asnt.org
3 ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, Pennsylvania 19428, www.astm.org
4 National Technology Transfer, 1216 Fern Ridge Parkway, Suite 206, St. Louis, Missouri 63141-4405, www.ntis.gov
5 NACE International (formerly the National Association of Corrosion Engineers), 1440 South Creek Drive, Houston, Texas 77084-4906, www.nace.org
6 National Fire Protection Association, 1 Batterymarch Park, Quincy, Massachusetts 02269-9101, www.nfpa.org

3 Terms, Definitions, Acronyms, and Abbreviations

3.1 Terms and Definitions

For the purposes of this standard, the following terms, definitions, acronyms, and abbreviations apply.

3.1.1
alloy material
Any metallic material (including welding filler materials) that contains having elements, such as chromium, nickel, or molybdenum, which are intentionally added to enhance mechanical or physical properties and/or corrosion resistance. Alloys may be ferrous or nonferrous based.

NOTE Certain alloys are not considered alloys for purposes of this code.

3.1.2
alteration
A physical change in any component that has design implications affecting the pressure containing capability or functality of a piping system beyond the scope of its original design. This following are not considered alterations: components or systems replacements and the addition of small bore attachments that do not require reinforcement or additional support.

3.1.3
applicable code
The code, code section, or piping recognized and generally accepted engineering standard or practice to which the piping system was built or which is deemed by the owner or user or the piping engineer to be most appropriate for the situation, including but not limited to the latest edition of ASME B31.3.

3.1.4
ASME B31.3
A standard form of ASME B31.3, *Process Piping*, published by the American Society of Mechanical Engineers.

3.1.5
authorization
Approval (signature) or permit to perform a specific activity by a representative in the activity being performed.

3.1.6
authorized inspection agency
Defined as any of the following:

a) the inspection organization of the jurisdiction in which the piping system is used;

b) an inspection organization of an insurance company that is licensed or registered to do the inspection for piping systems;

c) an owner or user of piping systems who maintains an inspection organization for activities relating only to the owner's or user's piping systems excluded for sale or resale;

d) an independent inspection organization employed by an owner or user to perform the owner's or user's inspections that are used only by the owner or user and not for sale or resale;

e) an independent inspection organization focused on inspections by the jurisdiction in which the piping system is used and employed by an outside contractor to the owner or user.

3.1.7
authorized piping inspector
An employee of an authorized inspection agency who is qualified and certified to perform pipe inspections specified in API 570. An NDE examiner is authorized to do an independent piping inspection. Wherever the term inspector is used in API 570, it refers to an authorized piping inspector.

3.1.8
auxiliary piping
Instrument and machinery piping, typically small-bore secondary process piping that can be isolated from primary piping systems. Examples include flush lines, seal oil lines, analyzer lines, balance lines, buffer gas lines, drains, and vents.

3.1.9
condition monitoring location
CML
Designated areas on piping systems where outside corrosion rates are monitored.

NOTE Previously CML was referred to as "thickness monitoring location" (TML). CML may consist of one or more examination points. CML can be a plate through a section of piping or a spot or arc on a pipe where CML are located on a piping circuit.

3.1.10
construction code
The code or standard to which the piping system was originally built (i.e. ASME B31.3).

3.1.11
corrosion barrier
The corrosion allowance in PRD equipment typically composed of an inner surface coat or lining layer which is specified as necessary to provide the best overall resistance to environment.

3.1.12
corrosion rate
The rate of metal loss due to corrosion, environmental or by chemical reaction(s) with the environment, either internal and/or external.

3.1.13
corrosion specialist
A person acceptable to the owner/user who is knowledgeable and experienced in the specific process chemistry, corrosion, degradation mechanisms, materials selection, contained hydrocarbon, inspection methods, corrosion monitoring techniques, and their impact on piping systems.

3.1.14
critical check valves
Check valves in piping systems that must be identified as vital to process safety.

NOTE Critical check valves are those that need to operate reliably in order to avoid the potential for substantial events or substantial environmental or chemical damage.

3.1.15
damage mechanism
Any type of deterioration commonly in the refining and chemical process industry that can result in deterioration that can affect the integrity of piping (e.g. corrosion, cracking, erosion, creep, and other environmental, thermal or chemical reactions). See API 579 for a comprehensive list and description of damage mechanisms.

3.1.16
deadleg
Components of a piping system that normally have no significant flow, for example, piping branches, lines with normally closed block valves, lines with one end blocked, instrument tubing supply lines, pressure gauge value bypass piping, spare pump piping, level bridles, relief valve inlet and outlet header piping, pump case bypass lines, high-point vents, sample points, drains, bleeders and instrument connections.

3.1.17
defect
An imperfection of a type or magnitude exceeding the acceptable criteria.

3.1.18
design pressure
The pressure at the most severe condition of coincident internal or external pressure and temperature (including ambient effects) expected during service.

3.1.19
design temperature of a piping system component
The temperature at which, under the coincident pressure, the greatest thickness or highest component rating is required. It is the same as the design temperature defined in ASME B31.3 and other code sections and is subject to the same rules relating to allowances for variations of pressure or temperature or both. Design control functions performed by examiners (or equivalent) are defined elsewhere in this document.

NOTE These functions may be directly done within contractors by NDE personnel, welders or welding engineers.

3.1.20
examination point
monitoring point
measurement point
test point
An area within a CML defined by a circle having a diameter not greater than 2 in. (50 mm) for a pipe diameter not exceeding 10 in. (250 mm), or a rectangle from 2 in. (50 mm) for larger pipe and rectangle. CMLs may contain multiple examination points.

NOTE Test point or measurement point may be used interchangeably (e.g. thickness or pressure tests).

3.1.21
examinations
Quality control functions performed by examiners (e.g. NDE).

3.1.22
examiner
A person who assists the inspector by performing specific NDE on piping system components but does not evaluate the results of those examinations in accordance with API 570 unless specifically trained and authorized to do so by the owner or user.

3.1.23
external inspection
A visual inspection performed from the outside of a piping system to find conditions that could impair the piping system's ability to maintain pressure integrity or conditions that compromise the integrity of the piping and insulation covering. This inspection includes and determines (e.g. identifies pipe supports, bolted flanges, valves, hangers, instruments, and small branch connections).

3.1.24
fitness-for-service evaluation
A methodology whereby flaws and other deterioration/damage established within piping systems are assessed in order to determine the structural integrity of the piping for continued service.

3.1.25
fitting
Piping component usually associated with a change in direction or diameter. Flanges are not considered fittings.

3.1.26
flammable materials
As used in this code, includes liquids, vapors, and gases, which will support combustion. Refer to NFPA 704 for guidance on classifying fluids as 3 or

3.1.27
FFP specialist
A person acceptable to the owner/user who is knowledgeable and experienced in ERPS concerning the process chemistry, degradation mechanisms, materials selection, failure mechanisms, fabrication methods and their impact on piping systems.

3.1.28
general corrosion
Corrosion that is distributed more or less uniformly over the surface of the piping, as differentiated from localized corrosion.

3.1.29
hold point
A point in the repair or alteration process beyond which work may not proceed until a designated inspection has been performed and documented.

3.1.30
hot spot
Areas of other discontinuities found during inspection that may be subject to acceptance criteria during an engineering assessment.

3.1.31
indication
A response or evidence resulting from the application of a nondestructive evaluation examination.

3.1.32
industry-qualified API check valve specialist
A person who possesses an advanced API check valve qualification from the API (e.g. API QUR3) or an equivalent qualification approved by the owner/user.

NOTE Industry qualifications are listed on the API 570 website.

3.1.33
injection point
Injection points are locations where chemicals or process additives are introduced into a pressure stream. Chemical additives include, corrosion inhibitors, corrosion inhibitors, neutralizers, oxygen scavengers, caustic, and water washes and other chemicals used to modify special properties to complete the point of injection. Process additives, chemicals and water are injected into process streams in order to achieve specific process objectives.

NOTE Injection points do not include locations where independent streams join (see mixing point).

EXAMPLE Chemicals injected in catalytic reactor injection in continuous systems, polymerization inhibitor injection in catalytic cracking unit gas, antifouling injection, antifoulants, and antifreezes.

3.1.34
in-service
Piping systems placed in operation (activated).

NOTE 1 Does not include piping systems that are installed but not in service or intended to be put into service or piping systems that have been retired.

NOTE 2 Piping systems that are not currently in operation due to an outage of the process, turnaround or other maintenance activity are still considered to be "in-service." Isolated piping in other contaminated service. Wetted-wire piping that is not evaluated is not considered in service.

3.1.35
in-service inspection
All inspection activities associated with piping after it has been initially placed in service but before it has been retired.

3.1.35
inspection
The external, internal, or operational evaluation for any combination of the integrity, piping condition conducted by the authorized inspector to further designed

NOTE Inspection may be conducted by authorized at the direction of the authorized piping inspector and become part of the inspection process. For the authorized piping inspector shall review of course the results

3.1.36
inspection cycle
Standard life for this code (API 570).

3.1.37
inspection plan
A documented plan for detailing the scope, methods and timing of the inspection activities for piping systems which may include recommended repair, and/or maintenance

3.1.38
inspector
An authorized piping inspector

3.1.39
integrity operating envelope
integrity operating window
Established limits for process variables that can affect the integrity of the piping system if the process operation deviates from the established limits for a predetermined amount of time

3.1.40
internal inspection
An inspection performed of the inside of a piping system using visual and/or NDE techniques

3.1.41
jurisdiction
A legally constituted government or municipal agency that may enforce rules relating to piping systems

3.1.42
level gauge
A visual means of determining liquid level in a vessel

3.1.43
localized corrosion
Deterioration of the corrosion rate confined to a portion or part of the metal surface

3.1.44
leak-tightness
A safety procedure which ensures that piping is free of leaks and cannot be compromised or leak in the interior of the incorporation of non-destructive examination or pressure test

3.1.45
major repairs
Welding repairs, installations, removal and replacement of large sections of piping systems

3.1.46
management of change
MOC
A documented management system for review and approval of changes in materials of piping systems prior to implementation of the change

3.1.47
material verification program
A documented quality assurance procedure used to assure suitable alloy materials (including welders and fasteners where specified) to verify conformance with the selected or specified alloy material designated by the manufacturer

NOTE This process may include a combination of methods (e.g. material being alloy test, component marking, and process monitoring)

3.1.48
maximum allowable working pressure
MAWP
The maximum internal pressure permitted in the piping system for continuous operation of any most severe condition of coincident internal or external pressure and temperature (minimum or maximum) expected during service. It is the same as the design pressure, as defined in ASME B31.3 and other code sections, and is subject to the same rules relating to allowances for variations of pressure or temperature or both

3.1.49
minimum design metal temperature
MDMT
The lowest temperature at which a pressure boundary (including fasteners, flanges, nozzles, bolts, etc.) can be applied to piping systems as defined in the applicable construction code

EXAMPLE ASME B31.3, application Paragraph 323.2 "Temperature Limitations"

3.1.50
minimum required thickness
The thickness without corrosion allowance for each component of a piping system based on the applicable design code calculations and code allowable stress that consider pressure, mechanical and structural loadings

NOTE Normally, required thickness can be measured very Fitness for Service analysis in accordance with API 579-1 / ASME FFS-1

3.1.51
only points
Process the points are points of piping or pressure vessels or delivery connections under temperature where sustained design stress or cyclic operating loads, unusual process monitoring are utilized to avoid common problems. All pressure only points are predetermined. Inspector may need to be identified and documented for suitable inspection maintenance

3.1.52
nonconformance
An item that is not in compliance with applicable codes, standards or other requirements

3.1.53
nonpressure boundary
Components and attachments of in the pattern of piping that does not contain the process pressure

EXAMPLE Clips, clamps, supports, saddles, plates, lugs, trunnions, supports, etc.

3.1.54
offsite piping
Piping systems not enclosed within the plot boundary limits of a processes unit, such as, in tank farms, on pipelines, or in a pipe rack

EXAMPLE Tank farm piping and other interconnecting piping outside the limits of the process unit

3.1.55
onsite piping
Piping systems located within the plot limits of process units, such as, in a process unit, in a pipe rack, or in a pipe unit.

3.1.57
out-of-service
A condition where in-service piping systems have not been prepared for an internal inspection

NOTE Piping system that are out-of-service can also be ready for use but have not been removed to access ports or flanges or simply piping of the process system

3.1.58
out-of-service inspection
An inspection performed from the outside of piping systems while they are in service using NDE techniques to establish the integrity of the pressure boundary for continued operation

3.1.59
overdue inspection
Piping inspections for operating equipment that have not been performed by their due dates documented in the inspection implementation

3.1.60
overhead piping
Piping located where leakage, fires or other hazards could impact on adjacent equipment, such as, in a pipe rack, or in a pipe rack environment

3.1.61
owner/user
An owner or user of piping systems who assumes control over the operation, engineering, inspection, repair, maintenance, pressure testing, and rating of the piping

3.1.62
authorized inspector
An authorized inspector employed by an owner/user who is qualified by written examination under the provisions of Section A and Annex A.

3.1.63
pipe
A pressure-tight cylinder used to convey a fluid or to transmit a fluid pressure and that is commonly designated "pipe" in applicable material specifications

NOTE Materials designated as "tube" or "tubing" in the specifications are treated as pipe in this code when intended for pressure service

3.1.64
piperack piping
Process piping that is supported by permanent structures or structure (including pipe racks and extensions)

3.1.65
piping circuit
A section of piping that is exposed to a given set of environment of similar corrosivity or expected damage mechanisms and of similar design conditions and construction material

NOTE 1 Complex process unit or piping systems are divided into piping circuits to manage the inspection, integrity calculations, and recordkeeping

NOTE 2 When subdivisions of a complex piping circuit, the inspector may use it to provide a logical method for recordkeeping and performing field inspection

3.1.66
piping engineer
One or more persons or organizations acceptable to the owner/user and who are knowledgeable and experienced in the engineering disciplines associated with evaluating mechanical and material characteristics affecting the integrity and reliability of piping components and systems. The piping engineer, by consulting with appropriate specialists, should be qualified to the complexity of a specific assessment or to properly address a technical inquiry.

3.1.67
piping system
An assembly of interconnected piping subject to the same set or sets of design conditions and is used to convey, distribute, mix, separate, discharge, meter, control, or shut off flow

NOTE Piping systems also contain pipe-mounted components such as pressure vessels, heat exchangers, and flexible hoses and expansions

3.1.68
positive material identification
PMI
Any physical examination or test of a material to confirm that the material, which has been or will be placed into service, is consistent with the selected or specified alloy material designated by the manufacturer

NOTE These examinations or tests are provide evidence or confirmation of chemical composition of the material alloy components

3.1.69
postweld heat treatment
PWHT
Treatment which consists of heating a welded assembly or part of fabricated piping to a controlled temperature after completion of welding in order to relieve the detrimental effects of welding heat, such as residual stress or reduce hardness, and/or slightly modify properties (See ASME B31.3 paragraph 331)

3.1.70
pressure boundary
The portion of the piping that contains the pressure-retaining piping elements (and or assemblies) comprises rigid non-reacting systems. Pressure boundary components include pipe, tubing, flange, flanges, gaskets, bolting, valves, and other devices such as expansion joints and flexible joints

NOTE See the applicable construction code

3.1.71
pressure design thickness
Minimum allowed pipe wall thickness needed to hold design pressure at the design temperature

NOTE 1 Pressure design thickness is determined using the formula including material and other factors

NOTE 2 Pressure design thickness does not include allowances for structural loads, corrosion allowance, or mill tolerances

3.1.72
primary process piping
Process piping in normal, cyclic service that cannot be valved off or, if it is valved off, would significantly affect unit capability. Primary process piping capacity affects one more process piping greater than NPS 2, and typically does not include small bore or auxiliary process piping (see also secondary process piping)

3.1.73
procedure
A document that specifies or describes how an activity is to be performed in a piping system

NOTE A procedure may include methods to be employed, equipment or materials to be used, qualifications of personnel involved, and sequence of work

3.1.74
piping engineer
One or more persons or organizations acceptable to the owner/user and who are knowledgeable and experienced in the engineering disciplines associated with evaluating mechanical and material characteristics affecting the integrity and reliability of piping components and systems. The piping engineer, by consulting with appropriate specialists, should be qualified to the complexity of a specific assessment or to properly address a technical inquiry.

3.1.75
piping system
An assembly of interconnected piping subject to the same set or sets of design conditions and is used to convey, distribute, mix, separate, discharge, meter, control, or shut off flow

NOTE Piping systems also contain pipe-mounted components such as pressure vessels, heat exchangers, and flexible hoses and expansions

3.1.76
positive material identification
PMI
Any physical examination or test of a material to confirm that the material, which has been or will be placed into service, is consistent with the selected or specified alloy material designated by the manufacturer

NOTE These examinations or tests are provide evidence or confirmation of chemical composition of the material alloy components

3.1.77
postweld heat treatment
PWHT
Treatment which consists of heating a welded assembly or part of fabricated piping to a controlled temperature after completion of welding in order to relieve the detrimental effects of welding heat, such as residual stress or reduce hardness, and/or slightly modify properties (See ASME B31.3 paragraph 331)

3.1.78
pressure boundary
The portion of the piping that contains the pressure-retaining piping elements (and or assemblies) comprises rigid non-reacting systems. Pressure boundary components include pipe, tubing, flange, flanges, gaskets, bolting, valves, and other devices such as expansion joints and flexible joints

NOTE See the applicable construction code

3.1.79
pressure design thickness
Minimum allowed pipe wall thickness needed to hold design pressure at the design temperature

NOTE 1 Pressure design thickness is determined using the formula including material and other factors

NOTE 2 Pressure design thickness does not include allowances for structural loads, corrosion allowance, or mill tolerances

3.1.80
primary process piping
Process piping in normal, cyclic service that cannot be valved off or, if it is valved off, would significantly affect unit capability. Primary process piping capacity affects one more process piping greater than NPS 2, and typically does not include small bore or auxiliary process piping (see also secondary process piping)

3.1.81
procedure
A document that specifies or describes how an activity is to be performed in a piping system

NOTE A procedure may include methods to be employed, equipment or materials to be used, qualifications of personnel involved, and sequence of work

3.1.74
process piping
Piping system or external piping located or associated with a refinery or petrochemical facility. Process piping includes pipework, fabrication, and process unit piping, but excludes utility piping

3.1.75
quality assurance
All planned, systematic, and preventative actions required to determine if materials, equipment, or services will meet specified requirements so that the piping will perform satisfactorily in service

NOTE The contents of a quality assurance inspection manual for piping systems are outlined in 4.3.1.1

3.1.76
quality control
Those physical activities that are conducted to check compliance with specifications in accordance with the quality assurance plan

3.1.77
renewal
Activity that replaces an existing component, fitting, or portion of a piping circuit and restores it with new or existing spare materials of the same or better quality as the original piping components

3.1.78
repair
The work necessary to restore a piping system to a condition suitable for safe operation at the design conditions. If any of the materials, dimensions, heat treatment, or design temperature or pressure, the requirements for the replacement also shall be satisfied. Any welding, cutting, or grinding operation on a pressure-containing piping component not specifically addressed in definition 3 is considered a repair

3.1.79
repair organization
Any of the following

a) an owner of piping systems who repairs or alters its own piping in accordance with API 570

b) a contractor whose qualifications are appropriate to the owner's use of piping systems and who employs repairers or alterers in accordance with API 570.

c) an entity or individual by, contractor to, or otherwise not specifically by the jurisdiction and who makes repairs or alterations in accordance with API 570

3.1.80
rerating
Calculations to establish pressures and temperatures appropriate for a piping system, including design pressure, temperature, MAWP, structural adequacy, required thickness, etc

3.1.81
retrofitting
A change in the design temperature, design pressure or the MAWP of a piping system constituting a rerating. A rerating may consist of an increase, a decrease, or a combination of both. Changing the design temperature, design pressure or a specific to provide additional margin or allowance

3.1.82
risk-based inspection
RBI
A risk assessment and risk management process that is focused on inspection planning for piping systems for loss of containment in processing facilities, which concludes with the probability of failure and consequence of failure due to multiple deterioration

3.1.83
screening
Inspection methods used to find the thickness distribution of a component in CML. See guidance contained in API 574

3.1.84
secondary barrier
Any additional containment and containment systems of FRP piping

3.1.85
secondary process piping
Process piping, when SBP downstream of block valves that can be closed without significantly affecting the process unit capacity

3.1.86
shutdowable piping
SBP
Piping that is less than or equal to NPS 2

3.1.87
soil-to-air interface
SIA
An area in which external corrosion may occur on buried or partially buried pipe

NOTE The area of the component in any operating or failure mode such as temperature, design pressure or the axial and operating temperature. The area principally considered to be from 12 in. (300 mm) below to 6 in. (150 mm) above the soil surface. Pipe supported on the soil surface is considered outside the soil interface.

3.1.88
spool
A section of piping disconnected by flanges or other connecting fittings such as unions

3.1.89
structural attachment appurtenance
Attachment of lugs or other connection elements to pipe or structural and other hardware

3.1.90
temporary repairs
Repairs made to piping systems in order to restore sufficient integrity to continue safe operation until permanent repairs can be scheduled and completed within a time period acceptable to the inspector or piping engineer

3.1.91
non-code piping
Process piping made by fabrication practices that are not specifically addressed in this code

3.2 Acronyms

CUI	corrosion under insulation
CUF	corrosion under fireproofing, including stress corrosion cracking under insulation
FRP	fiberglass reinforced plastic
LT	long term
MOC	management of change

MAWP	maximum allowable working pressure
MDR	manufacturer's data reports
MT	magnetic particle testing
NDE	nondestructive examination
NDT	nondestructive testing
NPS	nominal pipe size (followed when appropriate by the specific size designation number (for example, NPS 6))
PCN	protection notification number
PT	liquid penetrant testing
PWHT	post weld heat treatment
RBI	risk-based inspection
RT	radiographic examination (film or digital capture)
SCC	stress corrosion cracking
SBP	small bore piping
ST	short term
SMYS	specified minimum yield strength
UT	ultrasonic examination (thickness)
WPS	welding procedure specification

4 Owner/User Inspection Organization

4.1 General

An owner/user of piping systems shall assume control of the piping system inspection program, execution requirements, and maintenance and is responsible for the duties of an authorized inspection agency in accordance with the provisions of API 570. The owner/user inspection organization also shall control activities relating to the rating, repair, and alteration of the piping systems.

Integrity operating envelopes (windows) should be established for process parameters (high pressure and chemicals that could impact equipment integrity if not properly controlled. Examples of the process parameters include temperatures, pressures, fluid velocities, pH, fluid rates, chemical or water injection rates, levels of corrosive constituents, chemical compounds, etc. Key process parameters for integrity operating envelopes should be identified and implemented, upper and lower limits established, as needed, and deviations from these limits should be brought to the attention of responsible operating personnel. Particular attention to monitoring integrity operating envelopes should also be provided during startups, shutdowns and significant process upsets.

4.2 Authorized Piping Inspector Qualification and Certification

Authorized piping inspectors shall have education and experience in accordance with Annex A of this inspection code. Authorized piping inspectors shall be certified in accordance with the provisions of Annex A. Whenever the term inspector is used in this code, it refers to an authorized piping inspector.

4.3 Responsibilities

4.3.1 Owner/User Organization

4.3.1.1 Systems and Procedures

An owner/user organization is responsible for developing, documenting, implementing, maintaining, and monitoring piping inspection systems and inspection procedures that will meet the requirements of this inspection code. These systems and procedures will be conducted in a quality assurance inspection/integrity management system that shall include:

a) organization and reporting structure for inspection personnel

b) documenting and maintaining inspection and quality assurance procedures

c) documenting and reporting inspection and test results

d) developing and documenting inspection plans

e) developing and documenting risk-based assessments

f) developing and documenting the appropriate inspection intervals

g) corrective action for inspection and test results

h) internal auditing for compliance with the quality assurance inspection manual

i) review and approval of drawings, design calculations, and specifications for repairs, alterations, and reratings

j) establishing that all jurisdictional requirements for piping inspection, repairs, alterations, and rerating are successfully met

k) responding to the authorized piping inspector any proposed changes that could affect piping integrity.

l) piping requirements for inspection personnel regarding inspection tools, techniques, and personnel knowledge base

m) provide necessary so that only qualified welders and procedures are used for repairs and alterations.

n) provide necessary so that only qualified NDE personnel and procedures are utilized

o) provide necessary so that only welders conforming to the applicable section of the ASME Code are utilized for repairs and alterations

p) provide necessary so that all inspection measurement and test equipment are properly maintained and calibrated

q) provide necessary so that the work of contract inspection or repair organizations meet the same inspection requirements as the owner/user organization.

r) internal auditing requirements for the quality control system for pressure-retaining elements

4.3.1.3 MOC

The owner/user is also responsible for maintaining an effective MOC process that will review and control changes to the process and to the hardware. An effective MOC process is vital to the success of any piping integrity management program. In order that the inspection group will be able to anticipate changes in corrosion or other deterioration mechanisms and alter the inspection plan to account for those changes, the MOC process must include the appropriate metallurgical expertise and expertise in order to adequately forecast what changes might affect piping integrity. The inspection group must be involved in the approval process for changes that may affect piping integrity. Changes to the hardware and the process should be included in the MOC process to assure its effectiveness.

4.3.2 Piping Engineer

The piping engineer is responsible to the owner/user for activities involving design, engineering review, rating, analysis or evaluation of piping systems covered by API 570.

4.3.3 Repair Organization

All repairs and alterations shall be performed by a repair organization. The repair organization shall be responsible to the owner/user and shall provide the materials, equipment, quality control and documentation necessary to maintain and repair the piping systems in accordance with the requirements of API 570.

4.3.4 Authorized Piping Inspector

When inspections, repairs, or alterations are being conducted on piping systems, an authorized piping inspector shall be responsible to the owner/user for determining that the requirements of API 570 on inspection, examination, quality assurance and testing are met. The inspector shall be directly involved in the inspection activities which internal issues and require field activities to ensure that procedures are followed. The inspector is also responsible for evaluating the results of the inspection (with appropriate consultation with engineers/specialists where needed) depending upon the findings of the inspection. Where nonconformities are discovered, the inspector is responsible for assuring that they are dealt with in a timely manner and making acceptable repair or other mitigation recommendations.

The authorized piping inspector may be assisted in performing visual inspections by other properly trained and qualified individuals, who may or may not be owner/user piping inspectors (e.g. operators and operating personnel). However, authorized piping inspectors must meet the qualification requirements in 4.3.5. This need not be accomplished during inspection. However, all inspection results must be evaluated and interpreted by the authorized piping inspector.

4.3.5 Examiners

4.3.5.1 The examiner shall perform the NDE in accordance with job requirements.

4.3.5.2 The examiner is not required to be certified in accordance with Article 9 and does not need to be an employee of the owner/user. The examiner shall be trained and competent in the NDE procedures being used and may be required by the owner/user to pass competency by holding certificates in these procedures. Examples of other certificates that may be required include ASNT SNT-TC-1A, ASNT CP-189 or ASNT ACCP.

4.3.5.3 The examiner's employer shall maintain certification records of the examiner, employer, training dates and results of personnel qualifications. These records shall be available to the inspector.

4.3.6 Other Personnel

Operating, maintenance, engineering or other personnel who have special knowledge or expertise related to metallic piping systems shall be responsible for timely notification to the inspector or engineer of issues that may affect piping integrity such as the following:

a) any action that requires MOC;

b) occurrences outside defined integrity operating envelopes;

c) changes in corrosion feedback and other process data;

d) piping failures, repairs, leaks, corrosion and other failure analysis reports;

e) cleaning and decontamination methods used in other maintenance procedures that could affect piping and equipment integrity;

f) reports of experiences that other plants have had with similar service piping and unrelated equipment failures;

g) any unusual conditions that may develop (e.g. noises, leaks, vibration, etc.).

5 Inspection, Examination, and Pressure Testing Practices

5.1 Inspection Plans

5.1.1 Development of an Inspection Plan

5.1.1.1 An inspection plan shall be established for all piping systems within the scope of this code. The inspection plan shall be developed by the inspection and/or engineer. A corrosion specialist should be consulted as needed to clarify potential damage mechanisms and specific locations where degradation may occur. A corrosion specialist should be consulted when developing the inspection plan for piping systems that operate in elevated temperature service (> 650 °F [> 343 °C]) and piping systems that operate below the ductile-to-brittle transition temperature.

5.1.1.2 The inspection plan is developed from the analysis of detailed elements of data. Piping systems shall be prioritized based on potential or probabilities of damage mechanisms. The methods which allow owners of NDE shall be prioritized to assure they are adequately identify the damage mechanism and the severity of damage. Examinations shall be prioritized at locations that are most likely:

a) type of damage;

b) rate of damage progression;

c) extent of the damage and the type of damage;

d) sensitivity of the NDE method to identify the damage;

e) consequence locations as defined in sections and elements; and

f) ease of examination.

Additionally, the use of RBI and 5.2.1.3 is recommended when determining the required examination data, and in review design, operating history and MOC records that may impact inspection data.

5.1.1.3 The inspection plan should be developed using the most appropriate sources of information including those referenced listed in Section 2. Inspection plans shall be reviewed and updated as needed when variables that may affect damage mechanisms and/or extent of damage change. See API 574 for more information on the development of inspection plans.

5.1.2 Minimum Contents of an Inspection Plan

The inspection plan shall provide the inspector more and sufficient required to assess potential damage mechanisms and assure the pressure integrity of the piping systems. The plan should:

a) define the types of inspection needed, e.g. internal, external, corrosion (thickness);

b) identify the next inspection date for each inspection type;

c) describe the inspection methods and NDE techniques;

d) describe the extent and locations of inspection and NDE at CMLs;

e) describe the surface cleaning requirements needed for inspection and the methods for each type of inspection;

f) describe the requirements of any control positions (CP) (e.g. type of identified pressure test temperature and equipment); and

g) describe the required actions if known or potentially identified before the upcoming inspection.

Generic inspection plans based on industry standards and practices may be used as a starting point in developing specific inspection plans. The inspection plan may be maintained in a single document, however the contents of the plan should be readily accessible from inspection data systems.

5.1.3 Additional Contents of an Inspection Plan

Inspection plans may also contain other details to assist in understanding the rationale for the plan and in executing the plan. Some of these details may include:

a) identifying the types of damage anticipated or discovered in the piping systems;

b) defining the location of the expected damage;

c) defining any special tools or preparation needed.

5.2 RBI

RBI can be used to determine inspection intervals and the type and extent of future inspection activities.

When the owner/user chooses to conduct an RBI assessment, it shall include a systematic evaluation of both the probability and the consequence of failure, as described when API 580, API 581 or other an RBI methodology that has been shown to be equivalent to API 580.

Identifying and evaluating potential damage mechanisms, current equipment condition and the effectiveness of the past inspections are important steps in determining the probability of piping failure. Identifying and evaluating the primary factor(s), potential injuries, environmental damage, equipment damage and equipment downtime are important steps in determining the consequences of piping failure. Identifying integrity operating envelopes for key process variables is an important element in RBI (see 4.3).

5.2.1 Probability Assessment

The probability assessment shall be in accordance with API 580 and shall be based on failure evidence that could reasonably be expected to affect equipment in any particular service. Examples of these damage mechanisms are shown in Table 1. Additionally, the effectiveness of the inspection practices (NDE and other) must be considered in determining the potential damage mechanisms affecting equipment.

Other factors that should be considered in a probability assessment include:

a) appropriateness of the materials of construction;

b) equipment design conditions relative to operating conditions;

c) appropriateness of the integrity operating envelope (IOE);

d) effectiveness of corrosion monitoring programs;

e) the quality of maintenance and inspection history, including records, control programs;

f) both the previous operating and upset conditions;

g) operating conditions anticipated and projected.

Piping failure data will be important information for the owner/user when conducting a probability assessment.

5.2.2 Consequence Assessment

The consequence of a release is dependent on type and amount of process fluid contained in the equipment. The consequence assessment shall be in accordance with API 580 and shall consider the potential impacts that may occur as a result of fluid release, the size of a potential release, and the type of a potential release (gaseous, liquid, or two-phase). The consequence should also determine the potential environmental impacts that may occur as result of fluid release or equipment damage, which may include health effects, environmental impact, equipment damage, and process downtime or shutdown.

5.2.3 Documentation

A consequence that an RBI assessment has be thoroughly documented in accordance with API 580 clearly outlining all the factors contributing to both the probability and consequence of a failure of the equipment.

After an RBI assessment is completed, the results can be used to establish the equipment inspection plan and include the following:

a) the most appropriate inspection and NDE methods, tools, and techniques;

b) the extent of NDE (e.g. percentage of equipment to examine);

c) the interval for external, internal, operational, external, and on-stream inspections;

d) the need for pressure testing after damage has occurred or after repairs/alterations have been completed;

e) the prevention and mitigation steps to reduce the probability and consequence of equipment failure (e.g. repairs, process changes, inhibitors etc.).

5.2.4 Frequency of RBI Assessments

When RBI assessments replace the equipment inspection intervals, the assessments of the applicable pressure equipment inspection as defined in API 510. The RBI assessment shall also be updated when new process or hardware changes are made or after any event occurs that could significantly initiate damage rates or damage mechanisms. The maximum intervals between RBI assessments are outlined in 6.3.3, Table 2.

5.3 Preparation for Inspection

5.3.1 General

Safety precautions shall be included when preparing piping systems for inspection and maintenance activities to eliminate exposure to hazardous fluids, energy, chemicals, and physical hazards. Regulations (e.g. those promulgated by the U.S. Occupational Safety and Health Administration (OSHA)) govern many aspects of piping systems inspection and shall be followed when applicable. In addition, the owner/user's safety procedures shall be reviewed and followed. See API 574 for more information on the safety aspects of piping inspection.

Precautions for depressuring piping systems, including blinds (blanks), and locking devices should be an integral part of safety practices for hazardous conditions. Appropriate safety procedures shall be taken before any piping system is opened and before some types of external inspection are performed. In general, the section of piping to be opened should be isolated from all sources of harmful vapors, gases or vapors and purged to remove all oil and toxic or flammable gases and vapors.

5.3.2 Inspection Equipment Preparation

All tools, equipment, and personal protective equipment used during piping work (e.g. inspection, NDE, pressure testing, repairs, and alterations) should be checked for damage and/or operability prior to use. NDE equipment and the repair organization's equipment are subject to the owner/user's safety requirements. For external equipment, other equipment that need be moved for the piping system access, such as planking, scaffolding, and portable ladders, should be checked for adequacy and safety before being used.

During preparation of piping systems for inspection, personal protective equipment shall be worn when required either by regulations, the owner/user, or the repair organization.

5.3.3 Communication

Before starting any piping system inspection and maintenance such as NDE, pressure testing, repair, or alteration, personnel should obtain permission from operating personnel responsible for the piping as well as the owner.

When inspections are being done on piping systems, all persons working around the equipment should be informed that people are working inside or on piping. Adverse working inside the piping should be informed when any work is going to be done on the exterior of the piping.

5.3.4 Piping Entry

Prior to entering large piping, the piping system shall be isolated from all sources of liquids, gases, solids, hazardous chemicals, microwaves and other sources of energy. The piping system should be drained, purged, cleaned, ventilated, gas tested and tested for oxygen deficiency and toxic gas.

Procedures to ensure continuous safe ventilation and procedures to ensure safe egress/emergency evacuation of personnel from the piping system should be clearly communicated to all those involved. Documentation of these procedures is required prior to any piping system entry.

Before entering piping systems, individuals shall obtain authorization from the responsible operating personnel. When required for confined space entry, personnel protective equipment shall be worn that will protect individuals from specific hazards that may exist in the piping system.

5.3.5 Records Review

Before performing any of the required inspections, inspectors shall familiarize themselves with prior history of the piping system for which they are responsible. In particular, they should review the piping system's prior inspection results, prior repairs, current inspection plan, and/or other pertinent service information. Additionally it is advisable to establish recent operating history that may affect the inspection plan. The types of damage and failure modes experienced by piping systems are provided in API 571 (Parts API 570-1/API 510-1/API 653-1).

5.4 Inspection for Types and Locations of Damage Modes of Deterioration and Failure

5.4.1 Equipment Damage Types

5.4.1.1 Piping systems are susceptible to various types of damage by various damage mechanisms. Typical damage types and mechanisms are shown in Table 1.

Table 1—Some Typical Piping Damage Types and Mechanisms

Damage Type	Damage Mechanism
General wall loss mechanisms	Corrosion Erosion Mechanically induced wear Galvanic corrosion Erosion/corrosion Cavitation CUI
Surface connected cracking	Fatigue Caustic stress corrosion cracking Sulfide stress cracking Chloride stress corrosion cracking Polythionic acid stress corrosion cracking Other forms of environmental cracking
Subsurface cracking	Hydrogen induced cracking
Metallurgical/microstructural changes	High temperature hydrogen attack
Creep	Creep
Mechanical changes	Distortion Torque overstressed Fatigue Mechanical fatigue
Dimensional changes	Swelling and bulge repairs Thermal
Material property changes	Brittle fracture

NOTE API 571 has a more complete listing and description of damage mechanisms experienced in the refining and petrochemical industry.

5.4.1.2 The inspection or prediction of damage in equipment is dependent upon an understanding of construction, design, metallurgy, and operating conditions. The inspector should be familiar with these conditions and with the causes and characteristics of potential defects and damage mechanisms associated with the equipment being inspected.

5.4.1.3 Detailed information concerning common damage mechanisms (wall losses, cracking, etc.) and types of inspection and monitoring techniques is found in API 571 (1) and other sources of information on damage mechanisms included in the bibliography. Additional recommended inspection practices for specific types of damage mechanisms are contained in API 570 (1).

5.4.2 Areas of Deterioration for Piping Systems

Both corrosion and erosion provide special attention to the need for inspection of piping systems that are susceptible to the following a partial listing and areas of deterioration:

a) injection points and tie points

b) deadlegs

c) CUI

d) pipe supports

e) dissimilar specific and localized corrosion

f) microbiologically induced corrosion

g) environmental cracking

h) corrosion beneath lining and deposits

i) fatigue cracking

j) other cracking

k) brittle fractures

l) creep damage

m) corrosion under insulation

Refer to API 574 and API 578 for more detailed information about the above noted types and areas of deterioration.

5.5 General Types of Inspection and Surveillance

Different types of inspection and surveillance are employed depending on the circumstances and the piping system (e.g. metal). These include the following:

a) internal visual inspection

b) on-stream inspection

c) thickness measurement inspection

d) external visual inspection

e) CUI inspection

f) operating piping inspection

g) supplemental inspection

h) special post inspection

NOTE See Section 6 for the relationship and scope of inspection techniques identified during assessments and examinations of each of the methods, and as outlined per Section 7.

5.5.1 Internal Visual Inspection

Internal visual inspections are not normally performed on piping. When possible, only periodical external visual inspections may be performed for systems such as transformer transfer lines, duct, ventilation lines, or other large-diameter piping systems. Such inspections are similar in nature to pressure vessel inspections and should be conducted with methods and procedures similar to those outlined in API 510 and API 574. Remote visual inspection techniques can be helpful when inspecting piping too small to enter.

An additional opportunity for visual inspection is provided when piping flanges are disconnected, allowing visual inspection of internal surfaces with or within the use of NDE. Removing a section of piping and opening it using a portable pipe permits access to internal surfaces when there is need for such inspection.

5.5.2 On-stream Inspection

On-stream inspection may be required by the inspection plan. All on-stream inspections should be conducted by either an inspector or designee. All on-stream inspection work performed by an authorized shall be conducted and approved by the inspector. Which pressure components of the pressure boundary are specified they shall be designed to detect the damage mechanisms identified in the inspection plan.

The inspection may include several NDE techniques to check for various types of damage. Techniques used in on-stream inspections are chosen for their ability to identify particular damage mechanisms, their suitability and their capabilities to perform at the maximum conditions of the piping system (e.g. metal temperature). The external thickness measurement of inspection described in 5.5.3 below may be a part of the on-stream inspection.

API 574 provides more information on piping systems inspection and should be used when performing on-stream piping inspections.

5.5.3 Thickness Measurement Inspection

Thickness measurements are obtained to verify the integrity of piping components. The data is used to calculate the corrosion rates and remaining life of the piping system. Thickness measurements shall be obtained by the inspector or the designee in the direction of the inspector. The owner/user shall establish controlling procedures ensure measurements are trained and qualified in accordance with the applicable procedures used during the inspection.

Normally thickness measurements are taken while the piping is on-stream. On-stream thickness monitoring is a good tool for monitoring corrosion and accounting potential damage due to process or operational changes.

The inspector should contact with a corrosion specialist when the corrosion rate changes significantly from the previous recorded rate to determine the cause. Applicable inspections to accelerated corrosion rates may include additional thickness readings, UT scans or scanning areas, corrosion probes, monitoring, coupons to the piping inspection plan and addressing noncompliances.

5.5.4 External Visual Inspection

An external visual inspection is performed to determine the condition of the outside of the piping, insulation system, painting, and coating systems, and associated hardware; and to check for signs of misalignment, vibration, and leakage. When corrosion product buildup is noted at pipe supports and at areas, it may be necessary to lift the pipe at

such supports for inspection. When doing piping that is in operation, care must should be exercised and consultation with an engineer may be necessary. In lieu of or complementary to lifting the pipe, appropriate NDE techniques (e.g., guided wave, EMAT transducers) may be used. External piping inspections may be made while the piping system is in service. Refer to API 574 for information on how to conduct external inspections. External piping inspections may include CUI inspection per 5.5.5.

External inspections that include surveys for the condition of piping hangers and supports. Instances of cracked or broken hangers, "bottoming out" of piping supports, support shoes withdrawn from support members, or other improper installed conditions shall be repaired and corrected. Vertical supports (dummy legs) also shall be checked to confirm that they have not filled with water and to enabling external inspection of the pressure piping or internal inspection of the support leg. Horizontal support dummy legs also shall be checked to determine that slight displacements from horizontal are not causing restraints bore against the external surface of buried piping components.

Bellows expansion joints should be inspected visually for unusual deformations, misalignment, or displacements that may cause damage. Non-metallic piping components (e.g. FRP pipes) may have different inspection requirements. Specialist engineers or manufacturer data sources may need to be consulted in developing valid inspection plans for these components.

The inspector should monitor the piping system for the presence of any field modifications or temporary repairs not previously recorded on the piping drawings and/or records. The inspector also should be alert to the presence of any components that may be unsuitable for long-term operation, such as broken flanges, temporary bolted clamps, modifications (double bonnet), or valves of improper specification. Threaded connections and pipe caps should also be easily removed and inspected. Elements particular attention because of their higher potential for initiation of incorrect materials of construction.

The periodic external inspection called for in 5.4 should normally be conducted by the inspector, who also shall be responsible for monitoring and report inspection. Qualified operating or maintenance personnel also may conduct external inspections, when acceptable to the inspector. In such cases, the persons conducting external piping inspections in accordance with API 570 should be qualified through an appropriate program of training.

In addition to these scheduled external inspections that are observations in inspection intervals, it is beneficial for operations when engaged in area to report deterioration or changes to the inspector (see API 574 for examples of such deterioration).

5.5.5 External Inspection of Buried Equipment

Buried piping shall be inspected to determine the external system condition. The external inspection should be based on consideration of information obtained:

a) during excavation or during or immediately prior to buried repairs;

b) from the periodic determination of buried piping cathodic protection test locations of the system;

c) from accessible exposed portions of the buried piping;

d) from buried piping adjacent to other maintenance;

e) from permanently installed inspection monitoring devices;

f) from the periodic excavation and remote visual inspection of the pipe; or

g) from any results of cathodic protection surveys.

5.5.6 CUI Inspection

Inspection for CUI shall be conducted for scheduled/prioritized piping in areas of susceptible ranges that are susceptible to CUI shown as indicated in API 574. CUI inspections may be conducted as part of the external inspection. If CUI damage is found during spot checks, the remainder should inspect other susceptible areas on the component.

Although external insulation may appear to be in good condition, CUI damage may still be occurring. CUI inspection may require removal of some or all insulation. If external coatings are in good condition and there is no reason to suspect damage behind them, it is not necessary to remove them for inspection of the component. CUI damage is often quite localized in that it is common to occur where it traps water.

Considerations for employ/not employ are expected to be include:

a) history of CUI for the specific piping system or components piping systems;

b) visual condition of the external coating and insulation;

c) evidence of CUI damage in a piping or vessel;

d) whether the piping system are overhead/near ceiling;

e) condition of the external coating or insulation;

f) evidence of areas with moisture;

g) the type of insulation used and whether that insulation is impervious or semi-permeable;

5.5.7 Unwelding Piping and Line Movement or Deformation

Operating personnel should report unwelding or swaying piping to engineering or inspection personnel for immediate evaluation of significant line movement that could have resulted from liquid hammer, liquid slugging in vapor lines, or unusual external stresses should be reported. At locations where unwelding piping systems are connected to rotating equipment, careful attention should be given to alignment, motion, temperature, hangers, supports, etc. API 610 should be consulted to check for the cause of unwelding. Branch connections should receive special attention particularly unusual small bore piping connected to unwelding pipe.

5.5.8 Supplemental Inspection

Other methods may be included as appropriate or necessary. Examples of such methods include pulsed eddy current, radiography to check for fouling or external plugging, thermography to check for hot spots in refractory lined systems, and liquid penetrant/dye penetrant/magnetic particle/ultrasonic testing for visually accessible areas for anomaly inspection for environmental cracking, and any other piping specific strength mechanism. Acoustic emission, acoustic leak detection, and thermography can be used for remote leak detection and localization. Areas susceptible to localized erosion or erosion-corrosion should be inspected using direct inspection techniques (such as by using radiography). Scanning of the areas with UT is also a good technique and should be used if the flaw is larger than 0.1 in.

5.5.9 Injection Point Inspection

Injection points are components subject to corrosion or thermal corrosion from normal or abnormal operating conditions. These that are may be located in deposits, corrosion, erosion, and blow back need to be inspected thoroughly and in higher intervals.

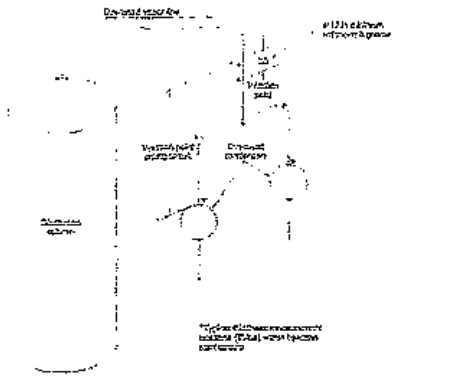


Figure 1—Typical Injection Point Piping Circuit

When designing an injection point circuit for the purpose of injection, the recommended upstream limit of the injection point circuit is a minimum of 10 in. (300 mm) or three pipe diameters upstream of the injection point whichever is greater. The recommended downstream limit of the injection point circuit is the second change in flow direction such the injection point, or 25 ft (7.6 m) beyond the first change in flow direction, whichever is less. In some cases, it may be more appropriate to extend the circuit to the next piece of pressure equipment, as shown in Figure 1.

The selection of inspection locations within the injection point circuits subject to fouling or corrosion should be in accordance with the following guidelines:

a) establish TMLs at injection points within the injection point circuit;

b) establish TMLs on the pipe wall at the location of expected pipe wall measurements of injection fluid;

c) establish TMLs at intermediate locations along the length of the injection point circuit where it is required;

d) establish TMLs at both the upstream and downstream limits of the injection point circuit.

The preferred methods of measuring injection point are radiography and/or UT as appropriate to establish the minimum thickness at each TML. Other pipe diameter measurements or sampling may be used as long as consistent and accurate approaches.

For some applications, it is beneficial to remove piping spools to facilitate access to portions of the inside surface. However, thickness measurements will still be required to determine the remaining thickness.

Using pulsed ultrasonic techniques, when validated, should be applied to an area extending 12 in. (300 mm) upstream of the injection nozzle and continuing to at least ten pipe diameters downstream of the injection point. Additionally measure and record the thickness at all TMLs within the injection point circuit.

5.6 CMLs

5.6.1 General

CMLs are specific areas along the piping circuit where inspections are to be made. The number of the CML varies according to the location in the piping system. The selection of CMLs shall consider the potential for localized corrosion (LC) damage specific consideration as established in API 574 and API 571. Examples of different types of CMLs include locations for thickness measurement, locations for areas exhibiting deterioration, locations for CUI and locations for higher temperature hydrogen attack examinations.

5.6.2 CML Monitoring

Each piping system shall be monitored at CMLs. Piping circuits with high potential consequences of failure should occur and those subject to higher corrosion rates or localized corrosion are normally more susceptible to CMLs and be monitored more frequently. CMLs should be distributed appropriately throughout each piping circuit. CMLs may be established at the number reduced under certain circumstances, such as dry clean gas lines, compressor suction piping, clean hydrocarbon potential or hydrocarbon piping for product purity. In circumstances where CMLs will be inconsistently subjected or eliminated, personnel knowledgeable in corrosion should be consulted.

The minimum thickness at each CML can be located by ultrasonic scanning or radiography. Electromagnetic techniques also can be used to verify the areas that may have be measured by UT or radiography. When measurements with UT, scanning circuits of being subject thickness measurements at the CML exceeding 10 locations/reading. The thread rating of the average of several measurement readings taken within the area of a measurement point shall be recorded and used to calculate corrosion rates. Nominal thickness, and the last inspection date is associated with location.

Where appropriate, thickness measurements should include measurements at each of the four quadrants on pipe and fittings, with special attention to the upper and outside radius of elbows and tees where corrosion/erosion could increase corrosion rates. As a minimum the nominal reading and the location must be recorded. The rate of corrosion damage shall be determined from successive measurements and the next inspection interval appropriately established. Conversion rates, the remaining life and next inspection intervals should be calculated to determine the finding corrosion rate of each piping circuit.

CMLs should be established for areas with corroding CUI, damaged at 5% corrosion, or other locations of potential localized corrosion as well as for general uniform corrosion.

CMLs should be marked on inspection drawings and on the piping system to allow repetitive measurements at the same CMLs. The corroding potential provides data for more accurate corrosion rate determination. The rate of corrosion damage shall be determined from successive measurements and the next inspection interval appropriately established based on the remaining life of CUI analysis.

5.6.1 CML Selection

In selecting or adjusting the number and locations of CMLs, the inspector should take into account the patterns of corrosion that should be expected and have been experienced in the process unit. A decision on the type, number and location of the CMLs should consider results from previous inspections, the patterns of corrosion and damage that are expected and the potential consequence of loss of containment. CMLs should be distributed appropriately on the piping system to provide adequate monitoring coverage of major components and zones. The most measurements of CMLs are intended to establish general and localized corrosion rates in different sections of the piping circuit. A minimal number of CMLs are acceptable when the established corrosion rate is low and the corrosion is not localized.

A number of some low processes common to refining and petrochemical units are relatively uniform in nature resulting in a fairly constant rate of pipe wall reduction independent of location within the piping circuit, either locally or throughout the system. Examples of such corrosion phenomena include high-temperature sulfur corrosion and other minor corrosion (provided velocities are not so high as to cause local corrosion/erosion of elbows, tees, and other similar items). In these situations, the number of CMLs required to monitor a circuit will be fewer than those required to monitor circuits subject to more localized metal loss. In theory, a circuit subject to perfectly uniform corrosion could be adequately monitored with a single CML. Typically, corrosion is never perfectly uniform and in fact may be quite localized so additional CMLs may be required. Inspectors must use their knowledge (and that of others) of the process unit to optimize the CML selection (a cost/benefit balancing the effort of collecting the data with the benefits provided by the data).

More CMLs should be selected for piping systems with any of the following characteristics:

a) Higher potential for causing a safety or environmental emergency in the event of a leak.

b) Higher anticipated or unpredicted corrosion rates.

c) Higher potential for localized corrosion.

d) Some complexity in terms of fittings, branches, changes, injection points, and other similar items.

e) Higher potential for CUI.

Fewer CMLs can be selected for piping systems with any of the following characteristics:

a) Low potential for causing a safety or environmental emergency in the event of a leak.

b) Relatively noncorrosive piping systems.

c) Long straight run piping systems.

CMLs can be removed for piping systems with any of the following characteristics:

a) Extremely low potential for causing a safety or environmental emergency in the event of a leak.

b) Noncorrosive systems as demonstrated by history or corrosion service, and

c) Systems not subject to changes that would cause corrosion or deterioration by factors other than those known.

Every CML should have a feature or some combination of features identified. Examples include:

- Identification marks on connections, pipe supports, pipe clamps, or elsewhere.
- Information in the inspection and engineering records.
- Temporary insulation marks for fittings, nozzles, etc.
- Coordinates or measurements showing CMLs.
- Radio frequency identification devices (RFID).

Complete documentation of CMLs and corrosion points are necessary to enhance the accuracy and repeatability of the data.

Common locations should be considered when the appropriate placement and number of CMLs for piping systems susceptible to localized corrosion or cracking, or in circumstances where CMLs will be substantially reduced or eliminated.

5.7 Condition Monitoring Methods

5.7.1 UT and RT

ASME BPVC Section V, Article 23 and Section SE-797 provide guidance for performing ultrasonic thickness measurements. Radiographic profile techniques are preferred for pipe diameters of NPS 1 and smaller. Ultrasonic thickness measurements taken on small bore pipe smaller (NPS 2 and below) may require specialized equipment (e.g. medical transducers and/or curved shoes to replace standard specific calibration blocks). Radiographic profile techniques may be used for locking alloys to be measured, particularly in industrial systems or where nonuniform localized corrosion is suspected. Where practical, UT can then be used to obtain the actual thickness of the areas to be monitored. Following ultrasonic readings of CMLs, proper repair of insulation and jacketing on other existing is recommended to reduce the potential for CUI. Radiographic profile techniques, which do not require removing insulation, may be considered as an alternative. See API 574 for additional information on thickness monitoring methods for piping.

Where corrosion in a piping system is nonuniform or the remaining thickness is approaching the minimum required thickness, additional thickness measurements may be required. Radiography or ultrasonic scanning are the preferred methods in such cases.

Where ultrasonic measurements are taken above 150 °F (65 °C), measurements, coupling and procedures should be used that will result in accurate measurements at the higher temperatures. If the procedure does not compensate for higher temperatures, an operator should be aware of the expected temperature correction factor.

Inspectors should be aware of possible causes of measurement inaccuracies and take every step to eliminate these conditions. As a general rule, care in the NDE techniques and some precautions with respect to accuracy. Factors that can contribute to reduced accuracy of thickness measurements include the following:

a) angular measurement calibration,

b) external coatings or scale,

c) significant surface roughness,

d) curvature of the pipe (on the curved surface).

e) subsurface material flaws, such as laminations,

f) temperature effects (temperatures above 150 °F (65 °C)),

g) improper calibration on the ultrasonic software,

h) thicknesses of less than 1/16 in. (1.2 mm) for typical digital thickness gauges,

i) improper coupling of probe to the material (too much or too little coupling).

In addition, a small but significant error can occur if the location of corrosion can be overlooked. For corrosion that is determined to be valid, it is important that measurements on the thinnest point be monitored as closely as possible to the same location. Alternatively, the minimum reading or an average of several readings at a specific location may be considered.

When piping systems are out of service, thickness measurements may be taken through access ports using external gauges are useful in determining appropriate thicknesses of coupons, gauges, and other tools as well as for depth measurements from CUI or pits.

Pit depth measuring devices also may be used to determine the depth of localized metal loss.

5.8.2 Other NDE Techniques for Piping Systems

In addition to thickness monitoring, other examination techniques may be appropriate to identify or monitor for other specific types of damage mechanisms. In selecting the techniques(s) to use during piping inspection, the possible types of damage for each piping circuit should be taken into consideration. The inspector should consult with a qualified specialist or an engineer to help define the type of damage, the NDE techniques and extent of examination. API 571 [R] also contains some general guidance on inspection techniques that are appropriate for different damage mechanisms. Examples of NDE techniques that may be of use include the following:

a) Magnetic particle examination for cracks and other linear discontinuities that extend to the surface of the material in ferromagnetic materials. ASME BPVC, Section V, Article 7 [R] provides guidance on performing MT examination.

b) Liquid penetrant examination for detecting cracks, porosity, or pin holes that extend to the surface of the material and for detecting other surface imperfections, especially in nonmagnetic materials. ASME BPVC, Section V, Article 6 [R] provides guidance on performing PT examination.

c) RT for detecting internal imperfections such as porosity, weld slag, inclusions, cracks, and thickness of components. ASME BPVC, Section V [R], Article 2, provides guidance on performing RT.

d) Ultrasonic flaw detection for detecting internal and surface cracking, porosity, and other altogether discontinuities. ASME BPVC, Section V, Article 4, Article 5, and Article 23 [R], provide guidance on performing UT.

e) Alternating current flux leakage examination techniques for detecting circumferentially oriented and elongated discontinuities.

f) Eddy current examination for detecting localized metal loss, cracks, and elongated discontinuities. ASME BPVC Section V, Article 8 [R], provides guidance on performing eddy current examination.

g) Field metallographic replication for identifying metallurgical changes.

h) Acoustic emission examination for detecting structurally significant defects. ASME BPVC Section V, Article 11 and Article 12 [R], provides guidance on performing acoustic emission examination.

i) Thermography for determining temperature of components.

j) Leak testing for detecting through-thickness defects. ASME BPVC Section V, Article 10 [R], provides guidance on performing leak testing.

k) Long range UT for the detection of corrosion.

5.8.3 Surface Preparation for NDE

Adequate surface preparation is important for proper visual examination and for the satisfactory application of most examination methods, such as those mentioned above. The type of surface preparation required depends on the material of construction and NDE technique. For surface preparation such as wire brushing, filing, chipping, grinding or machinelization of these preparations may be required.

Advice from NDE specialists may be needed in order to select and apply the proper surface preparation for each individual NDE technique.

5.8.4 UT Shear Wave Examination

The inspector shall specify authority-qualified UT shear wave examination when the circumstances require the following:

a) detection of internal surface flaws following flaws originating from the external surface (OD), or

b) detection, characterization, and/or measurement of depth of defects.

Application examples for the use of authority-qualified UT shear wave examination include detecting and sizing planar flaws from the external surface and detecting data for Fitness-For-Service evaluations.

5.9 Pressure Testing of Piping Systems—General

Pressure tests are not normally conducted as part of a routine inspection (see 9.2.6) for pressure testing requirements for repairs, alterations and rerating). Exceptions to this include requirements of the UB Code Guard for brine water piping and requirements of local jurisdictions, other related alterations or when specified by the inspector or piping engineer. When they are conducted, pressure tests shall be performed in accordance with the requirements of ASME B31.3. Additional considerations for pressure testing are provided in API 574. API STD 598/ASME PCC-2 [R] and ASME PCC-2. Lower pressure tests, which are used only for tightness of piping systems, may be authorized in procedures designated by the owner/user.

Pressure tests are typically performed on an entire piping circuit. However, in some circumstances, pressure tests of individual components/sections can be performed in lieu of entire circuit (e.g. a replacement section of piping). An engineer should be consulted when a pressure test of piping components/sections is to be performed (including use of combustible fluids) to ensure it is suitable for the intended purpose.

When a pressure test is required, it should be conducted after any heat treatment.

Before applying a hydrostatic test, the supporting structures and foundation design should be reviewed by an engineer to ensure that they are suitable for the hydrostatic load.

NOTE The behavior of materials to avoid exceeding 90 % of the CVN for the material at temperature and especially for materials used in elevated temperature service.

5.8.1 Test Fluid

The test fluid should be water unless there is the possibility of damage due to freezing or other adverse effects of water on the piping system or the process, or unless the test water will become contaminated and the disposal will present environmental problems. In either case, another suitable nontoxic liquid may be used. If the liquid is flammable, its flash point shall be at least 120 °F (49 °C) or greater, and consideration shall be given to the effect of the flammable material on the test fluid.

Piping fabricated of or having components of 300 series stainless steel should be hydrotested with a solution made up of potable water (see note), demineralized water or steam condensate having a total chloride concentration (not free chlorine concentration) of less than 50 ppm.

NOTE Potable water here means water fulfilling EPA National Primary Drinking Water Regulations, excluding secondary or aesthetic criteria.

For nonfloated nonferrous stainless steel piping subject to polythionic stress corrosion cracking, consideration should be given to using an alkaline water solution for pressure testing (see RAGAGEP Guide).

If a pressure test is to be maintained for a period of time and the test fluid in the system is subject to thermal expansion, precautions must be taken to avoid pressure build up beyond that specified.

After testing is completed the piping should be thoroughly drained (at high points vents should be open during draining). Air blown, or otherwise dried. If possible water is not practical or if immediate draining and drying is not possible, water having a very low chloride level, higher pH (>10), and inhibitor addition may be considered to reduce the risk of pitting and metal to metal crevice corrosion.

5.8.2 Pneumatic Pressure Tests

A pneumatic (or hydropneumatic) pressure test may be used when it is impracticable to hydrostatically test due to temperature, substrate, or process conditions. However, the increased risks to personnel and property of pneumatic testing must be considered when deciding on such a test. As a minimum, the inspection procedures contained in ASME B31.3 must be applied in any pneumatic testing.

5.8.3 Test Temperature and Brittle Fracture Considerations

At reduced temperatures, carbon, low alloy, and other steels, including high alloy steels embrittled by service exposure, may be susceptible to brittle failure. A number of failures have been attributed to brittle fracture of steels that were exposed to temperatures below their transition temperature and to pressures greater than 25 % of the required hydrostatic test pressure or 6 ksi of stress, whichever is less. Most brittle fractures, however, have occurred on the first application of a high stress level (for hydrotesting or overload). The potential for a brittle failure must be evaluated by an engineer prior to hydrotesting, testing at especially low to moderate temperatures, or at the highest allowable energy levels. Special attention should be given when testing boiling steels, especially those that may be prone to surface embrittlement.

To minimize the risk of brittle fracture during a pressure test, the metal temperature should be maintained at least 30 °F (17 °C) above the NDDT for piping that is more than 2 in. (5 cm) thick, and 15 °F (9 °C) above the NDDT for piping that has a thickness of 2 in. (5 cm) or less. The test temperature should generally not exceed 120 °F (49 °C) unless there is information on the brittle characteristics of the piping construction material indicating a higher test temperature is acceptable.

5.8.4 Precautions and Procedures

During a pressure test, where the test pressure will exceed the set pressure of the pressure relief valve on a piping system, the pressure relief valve or valves should be removed or blanked for the duration of the test. As an alternative, each valve should be held down by a suitably designed test clamp. The application of an additional load to the valve spring by locking the adjusting screw is prohibited. Other equipment that may impede or interfering the test pressure, such as gauge glasses, pressure gauges, expansion joints, and rupture disks, should be removed or blanked. Blind connections (blanks) that cannot be removed or blanked may be tested as a removed pressure in accordance with the principles of ASME B31.3. If block valves are used to isolate a piping system for a pressure test, overpressure must be avoided to not exceed the permissible test pressure as defined in ASME B16.34 or applicable value in manufacturer data.

Upon completion of the pressure test, pressure relief devices of the proper settings and other equipment removed or made inoperable during the pressure test should be reinstalled or reestablished.

Before applying a pressure test, appropriate precautions and procedures should be taken this exercise to assure the safety of personnel involved with the pressure test. It does not mean that operation of joint components should not be considered until the equipment pressure is at or below the MAWP. This review is especially important for in-service piping.

5.8.5 Pressure Testing Alternatives

Alternative NDE must be specified and conducted when a pressure test is not performed after a major repair or alteration. Substituting NDE procedures for a pressure test after an alteration is allowed only after the engineer and inspector have approved the substitution.

For cases where UT is substituted for radiography inspection, the contractor shall specify industry-qualified UT shear wave examiners or the application of ASME B31 Code Case 179-B31, as applicable. For cases where UT has not been pressure tested and for welding repairs identified by the engineer or inspector.

5.9 Material Verification and Traceability

Upon repair or alteration to any material piping system, where the alloy material is required to maintain equipment integrity, the inspector shall verify that the installed new material is consistent with the intended or specified construction material. The material verification program should be considered with API 578 during risk assessment interactions, the contractor can make the determination of 100 % verification, 5/10 testing in certain critical situations, or by sampling a percentage of the materials. PMI testing can be accomplished by the inspector or the contractor with the use of suitable methods as described in API 578.

If a piping system component should fail because an incorrect material was inadvertently substituted for the proper piping material, the inspector should consider the need for further verification of existing piping materials. The extent of further verification to depend upon circumstances such as the consequences of failure and the probability of further material errors.

The contractor shall assess the need for and extent of application of a material verification program consistent with API 578 and selecting methods and extent of verification to confirm new piping systems. A material verification program consistent with API 578 may include measures for prevention and first, sorting of piping errors. This assessment may include requesting PMI testing, as described in API 578, to confirm that the material materials are consistent with the intended service. Components identified during the verification that do not meet acceptance criteria of the PMI testing program (such as in API 578, Section 8) must be rejected for replacement. The contractor and authorized piping inspector, in consultation with a corrosion specialist, shall establish a standard for replacement of listed components. The authorized inspector shall use periodic NDE, as necessary, on the identified components until they replaced.

5.10 Inspection of Valves

Normally leakless instruments are not normally taken on valves in hydrocarbon. The body of a valve is normally thicker than other piping components for design reasons. However, valve valves are designed for sealing and

operating, each valve body should be held down by a suitably designed test clamp. The application of an additional load to the valve spring by locking the adjusting screw is prohibited. Other equipment that may impede or interfering the test pressure, such as gauge glasses, pressure gauges, expansion joints, and rupture disks, should be removed or blanked. Blind connections (blanks) that cannot be removed or blanked may be tested as a removed pressure in accordance with the principles of ASME B31.3. If block valves are used to isolate a piping system for a pressure test, overpressure must be avoided to not exceed the permissible test pressure as defined in ASME B16.34 or applicable value in manufacturer data.

Upon completion of the pressure test, pressure relief devices of the proper settings and other equipment removed or made inoperable during the pressure test should be reinstalled or reestablished.

Before applying a pressure test, appropriate precautions and procedures should be taken this exercise to assure the safety of personnel involved with the pressure test. It does not mean that operation of joint components should not be considered until the equipment pressure is at or below the MAWP. This review is especially important for in-service piping.

5.8.5 Pressure Testing Alternatives

Alternative NDE must be specified and conducted when a pressure test is not performed after a major repair or alteration. Substituting NDE procedures for a pressure test after an alteration is allowed only after the engineer and inspector have approved the substitution.

For cases where UT is substituted for radiography inspection, the contractor shall specify industry-qualified UT shear wave examiners or the application of ASME B31 Code Case 179-B31, as applicable. For cases where welds have not been pressure tested and for welding repairs identified by the engineer or inspector.

5.9 Material Verification and Traceability

Upon repair or alteration to any material piping system, where the alloy material is required to maintain equipment integrity, the inspector shall verify that the installed new material is consistent with the intended or specified construction material. The material verification program should be considered with API 578 during risk assessment interactions, the contractor can make the determination of 100 % verification, 5/10 testing in certain critical situations, or by sampling a percentage of the materials. PMI testing can be accomplished by the inspector or the contractor with the use of suitable methods as described in API 578.

If a piping system component should fail because an incorrect material was inadvertently substituted for the proper piping material, the inspector shall consider the need for further verification of existing piping materials. The extent of further verification to depend upon circumstances such as the consequences of failure and the probability of further material errors.

The contractor shall assess the need for and extent of application of a material verification program consistent with API 578 and selecting methods and extent of verification to confirm new piping systems. A material verification program consistent with API 578 may include measures for prevention and first, sorting of piping errors. This assessment may include requesting PMI testing, as described in API 578, to confirm that the material materials are consistent with the intended service. Components identified during the verification that do not meet acceptance criteria of the PMI testing program (such as in API 578, Section 8) must be rejected for replacement. The contractor and authorized piping inspector, in consultation with a corrosion specialist, shall establish a standard for replacement of listed components. The authorized inspector shall use periodic NDE, as necessary, on the identified components until they replaced.

5.10 Inspection of Valves

Normally leakless instruments are not normally taken on valves in hydrocarbon. The body of a valve is normally thicker than other piping components for design reasons. However, valve valves are designed for sealing and

repair, the inspector should visually examine the valve components for any unusual corrosion patterns or leaking and, when noted, report this information to the engineer. Bonnet or valve that are exposed to significant temperature cycling (for example, catalytic reforming unit regeneration and steam cleaning) should be examined periodically for thermal fatigue cracking.

Valves that are subjected to or are susceptible of being exposed to severe or unusual corrosion/erosion, preliminary readings should be conducted on the body between the seats, since this is an area of high turbulence and high stress.

Control valves or other throttling valves, particularly in high-pressure drop-and-slurry services, can be susceptible to localized corrosion/erosion of the body downstream of the orifice. If such conditions are suspected, the valve should be removed from the line for internal inspection. The inside of the downstream piping flange and piping also should be inspected for local metal loss.

When valve body (pressure boundary) tests are performed after servicing, they should be conducted in accordance with API 598.

Control check valves should be visually and internally inspected to ensure that they are stop flow reversals. For example of a control check valve may be the check valve located on the outlet of a centrifugal, high head hydropneumatically charge pump. Failure of such a check valve to operate correctly could result in overpressuring the piping system in flow reversal. The internal visual inspection method should include the following items:

a) Checking to ensure that the disk is free to move, as required, without excessive lateral or rotational play in valve.

b) The flapper stop should not have wear between clearance. This will maintain the disk/seat that the flapper will come past the fully closed normal position and remain in an open position when the check valve is mounted in a vertical position.

c) The flapper nut should be secured to the flapper bolt to avoid loosening of in service.

Leak checks of critical check valves are normally not required but may be considered for special circumstances.

5.11 Nonexplosive Inspection of Welds

In addition for piping weld quality is normally accomplished as a part of the requirements for new construction, repairs, or alterations. However, welds are often inspected for corrosion as part of a radiographic profile inspection or as part of internal inspection. When prior critical weld concerns exist, additional welds in the same circuit or system should be examined for corrosion. API 577 (17) provides additional guidance on weld inspection.

Due to the different capabilities and effectiveness of various NDE methods to find flaws, using an NDE method that is different than the one employed during original fabrication may result in detecting flaws that were not detected by in-service inspections (e.g. applying UT and LIF for Underwater Inspection when only RT was applied during fabrication). For this reason, it is often a good practice to specify the type of NDE during original fabrication that the owner-user plans to apply during in-service inspections.

On occasion, radiographic profile examinations of welds that have been in service may reveal a flaw in the weld. If cracks or imperfections are detected while the piping system is in operation, further inspection, with weld quality radiography and/or UT should be used to assess the magnitude of the imperfection. Additionally, the inspector should make an effort to determine whether the cracks or imperfections are from original weld fabrication or may be from an environmental cracking mechanism.

Code-of-the-Juner and environmental cracking shall be performed by an engineer in accordance with API 579-1/ASME FFS-1 and/or corrosion specialist. Preliminary weld inspection shall be conducted by the inspector (unless to consider which assessing the quality of welding welds visible to the following:

a) original fabrication inspection records and acceptance criteria,

b) extent, magnitude, and orientation of imperfections,

c) remaining life in service,

d) existing vessel design conditions,

e) potential of secondary piping stress and fracture and fatigue,

f) potential for hydrogen blistering (corrosion cracking),

g) severity of secondary piping system,

h) potential for vibrant or transient loads,

i) potential for environmental cracking,

j) implications from thermal fatigue,

k) weld hardness.

For in-service piping welds/welds. A may not be appropriate to use the original construction code radiography acceptance criteria for weld quality in ASME B31.3. The B31.3 inspection criteria are intended to apply to new construction on a sampling of welds, not all the welds examined. In order to assess the probable quality of all welds for welding in the system. Some welds may exist that will not meet these criteria but will still perform satisfactorily in-service after being hydrostatically tested. This is especially true on small branch connections that are normally not examined during new construction.

The inspector shall specify industry-qualified UT shear wave examiners when the weld has one side of the following items:

a) Direction of internal surface (ID) cracking plane flaws when depending from the internal surface (ODS)

b) Volume exclusion, geometric design, and/or through wall sizing is required of planar defects. Application exception for the use of industry-qualified UT shear wave examiners beyond sizing flaw dimension for Fitness-for-Service assessment and knowledge of known flaws.

5.12 Inspection of Flanged Joints

Flanged joint should be examined for evidence of leakage, such as stains, deposits, or drips. Process leaks and large leakages and valve bonnet leakages may result in corrosion or environmental cracking. This corrosion could include flaws. Flanges enclosed with bolts or spiral-wound gaskets. Flanged joints that have been dismantled and changed with spiral should be checked for leakage at the joint. Fasteners subjected to such leakage may corrode or crack (e.g. chloride cracking). If corrosion is contemplated, affected fasteners should be removed first.

Accessible flange faces should be examined for distortion and to determine the condition of gasket seating surfaces. If flanges are significantly bent or distorted, their markings and fabrication should be checked against engineering requirements before taking corrective action.

Flange fasteners should be examined visually for corrosion and thread engagement. Fasteners should be fully engaged. Any fastener failing to do so is considered unacceptably engaged if the lack of complete engagement is not more than one thread.

The markings on a representative sample of newly installed fasteners and gaskets should be examined to determine whether they meet the material specification. The markings are identified in the applicable ASME and ASTM standards. Questionable fasteners should be verified or replaced.

Additional guidance on the inspection of flanged joints can be found in ASME PCC-1 [12].

5.4.3 Inspection Organization Audits

Each permanent organization should be audited periodically to determine if the authorized inspection agency is meeting the requirements of this inspection code. The audit team should consist of people experienced and competent in the application of this code. The audit team should typically be from another petroleum plant site or from a third party organization experienced and competent in refining and/or petrochemical process plant inspection programs or a combination of third party and other owner/user staff.

The audit team shall at a minimum at all determine that:

a) the requirements and principles of this inspection code are being met;

b) all nonconformance requirements are being properly discharged;

c) documented inspection plans are in place for covered piping systems;

d) internal and external assessments are adequate for covered piping systems;

e) an general type of inspections and examinations are being adequately applied;

f) inspection data analysis, evaluation, and reporting are adequate;

g) inspectors' findings and recommendations comply with this code.

The owner/user shall receive a report of the audit team's findings. When nonconformances are found the authorized inspection agency shall take the necessary corrective actions. Each organization needs to establish a system for tracking and completion of audit findings. The resolution of the audit findings appears to need available to management for review. This information should also be reviewed during subsequent audits.

6 Interval/Frequency and Extent of Inspection

6.1 General

To ensure equipment integrity, all piping systems and the corresponding devices shall be inspected at the minimum frequencies provided in this section. Scheduled inspections shall be conducted on or before their due date or by an authorized deviation for inspection inspections that have been risk assessed, in accordance with API 580, and found to have acceptable risk for an extension of the due date are not considered overdue until the end of the deferment extension period. See 5.10 for more information and requirements on deferral inspections, inspection intervals, and inspection interval extensions.

The appropriate inspection shall provide the information necessary to determine that all of the essential sections or components of the equipment are safe to operate until the next scheduled inspection. The risks associated with operational shutdown and startup and the possibility of increased corrosion due to exposure of equipment surfaces to air and moisture during shutdowns should be considered when an internal inspection is being planned.

This task is based upon developing a representative sampling of inspection locations on selected piping with specific intervals in order to provide a reasonable overall assessment of the condition of the piping.

6.2 Inspection During Installation and Service Changes

6.2.1 Piping Installation

Piping shall be inspected in accordance with code of construction requirements at the time of installation. The purpose of installation inspection is to verify that the piping is ready for operation and to establish piping inspection records for the piping system. The installation/construction inspection should include the following items:

a) verifying that piping is installed correctly, supports are adequate and secured, orifice attachments such as supports, shims, hangers are secured, insulation is properly installed, dampers and other mechanical components are properly assembled and the piping is clean and dry;

b) verifying the pressure-relieving devices meet design requirements (correct device and flange) and are properly installed.

This installation inspection should document baseline thickness measurements to be used as initial thickness readings for corrosion rate calculations in lieu of nominal and minimum thickness data in specifications, and design calculations/drawings. This will also facilitate the creation of an accurate corrosion rate calculation after the first in-service thickness measurements are recorded.

6.2.2 Piping Service Change

If the service conditions of the piping system are changed, the new service the normal operating envelope (e.g. process contents, maximum operating pressure and the maximum and minimum operating temperature), inspection intervals shall be established for the new service conditions.

If both the contents and the function of the piping are changed, the piping shall be inspected before it is reused. Then, the allowable stress conditions and the inspection interval shall be established for the new process.

6.3 Piping Inspection Planning

6.3.1 General

The frequency and extent of inspection on piping should whether above or below ground depend on the form of deterioration that can affect the pressure boundary of a piping failure. The various forms of deterioration that can affect process piping circuits are described in Table 1 and API 571 is more detail. A simplified classification of piping based on the consequence of failure is described in 6.3.4. As described in 6.1, inspection strategy based on probability and consequence of failure is referred to as RBI.

The simplified piping classification scheme in 6.3.4 is based on the consequence of a failure. The classification is used to establish frequency and extent of inspection. The consequence may include a more detailed classification whereby that more frequently assessed components for certain piping circuits. The consequence assessment would consider the potential for injuries, fire, toxicity, environmental impact, and other potential effects associated with a failure.

As an alternative assessment to consider the effects can be used to establish a priority order inspection strategy and develop the following:

a) the appropriate inspection techniques, scope, type and frequency to be utilized based on the expected forms of deterioration;

b) the appropriate inspection frequency;

c) the need for pressure testing after damage has been repaired or after repairs or installations have been completed; and

d) the preventive and mitigation actions that could reduce the probability and consequence of a piping failure.

6.3.2 RBI for Inspection Planning

An RBI assessment may be used to increase or decrease the inspection intervals described in Table 2. Similarly the extent of inspection may be increased or decreased beyond the targets in Table 3, by an RBI assessment. When used to alternate inspection intervals times or the extent of inspection, RBI assessments shall be conducted at intervals not to exceed the respective limits in Table 2, or more often if warranted by process, equipment, or consequence changes. These RBI assessments shall be reviewed and approved by a piping engineer and authorized piping inspector individually not to exceed the respective limits in Table 2, or more often if warranted by process, equipment or consequence changes.

6.3.3 Inspection Intervals

If RBI is not being used, the interval between piping inspections shall be established and maintained using the following criteria:

a) corrosion rate and remaining life calculations;

b) piping service classification (see 6.3.4);

c) applicable jurisdictional requirements;

d) judgment of the inspector, the piping engineer, the piping engineer supervisor, or a corrosion specialist, based on operating conditions, previous inspection history, external inspection results, and conditions that may warrant supplemental inspections to verify in 5.5.6.

The owner/user or the inspector shall establish inspection intervals for thickness measurements and external visual inspections and, where applicable, for internal and supplemental inspections.

Thickness measurements should be scheduled at intervals that do not exceed the longer of one half the remaining life determined from corrosion rates released in 7.1.1.1 d) the maximum intervals recommended in Table 2. Shorter intervals may be appropriate under certain circumstances. Prior to using Table 2, corrosion rates shall be calculated in accordance with 7.1.1.1.

Table 2 provides recommended maximum inspection intervals for Classes 1, 2 and 3 of piping services described in 6.3.4, as well as recommended intervals for injection points and SI's and Class 4. Maximum intervals for Class 4 piping are left to the determination of the owner/user depending upon criticality and business needs.

The inspection interval shall be reviewed and adjusted as necessary after each inspection or significant change in operating conditions. Ground movement, broken connection, piping, environmental loading, and other applicable forms of deterioration mentioned in Section 5 shall be considered when establishing the various inspection intervals.

6.3.4 Piping Service Classes

6.3.4.1 General

All process piping systems shall be categorized into different piping classes. Such a classification system allows using inspection efforts to be focused on piping systems that may have the highest potential consequences of failure or less

of consequence of piping failure. In general, the higher classified systems should have extensive inspection at shorter intervals in order to affirm their integrity for continued safe operation. Classification should be based on potential safety and environmental effects should a leak occur.

Classification should include a review of previous piping failure records, including that documented under API 580 and HPRA. This provides information that may be helpful in classifying piping systems according to the potential hazards of the process fluids they contain.

The four classes listed below in 6.3.4.2 through 6.3.4.5 are recommended.

6.3.4.2 Class 1

Services with the highest potential of reaching an immediate emergency. The term "immediate" or "emergency" may be safety or environmental in nature. Examples of Class 1 piping include, but are not necessarily limited to those containing the following:

a) Flammable services that can ignite upon release and lead to both a fire/gas;

b) Pressurized services that can rapidly vaporize during release, creating vapors that can cause toxic harm or explosive mixture, such as H_2S, CO_2, and C_4 streams. Fluids that can rapidly vaporize are those with atmospheric boiling temperatures below 50 °F (10 °C) or where the atmospheric boiling point is below the operating temperature (typically a concern with high-temperature systems);

c) Hydrogen fluoride (greater than 2 % weight) in a gaseous stream;

d) Anhydrous hydrogen chloride;

e) Hydrochloric acid;

f) Piping over or adjacent to water and piping over public thoroughfares (refer to Department of Transportation and U.S. Coast Guard requirements for transport of bulk water boiling);

g) Flammable services operating above their autoignition temperature.

6.3.4.3 Class 2

Services not included in other classes are in Class 2. This classification includes the majority of unit process piping and selected off-site piping. Typical examples of these services include but are not necessarily limited to those containing the following:

a) Gaseous hydrocarbons that will rapidly vaporize during release such as those operating below the dew point;

b) Hydrogen, fuel gas, and natural gas;

c) Gaseous sulfur acid and caustic.

6.3.4.4 Class 3

Services that are flammable but do not significantly vaporize when they leak and are not subject to high-velocity sprays are in Class 3. Services that are potentially hazardous to human tissue but are limited in impact and may be included in the Class 3 Services include but are not necessarily limited to those containing the following:

a) Gaseous hydrocarbons that will not rapidly vaporize during release such as those operating below the dew point;

b) flexible and prefabricated hose to and from storage and loading,

c) tank farm piping,

d) offshore oil and gas facilities

6.3.3.6 Class 4

Services that are accessibly noncorrosive and nonhazardous are in Class 4. As are most utility services. Inspection of Class 4 piping is optional and usually based on reliability needs and business impacts as opposed to safety or environmental impact. Examples of Class 4 service include, but are not necessarily limited to those containing the following:

a) water and steam condensate,

b) air,

c) nitrogen,

d) water, including boiler feed water, steps of raw water,

e) lube oil, seal oil,

f) ASME B31.3, Category D services

g) plumbing and drains

6.4 Extent of Visual External and CUI Inspections

External visual inspections, including inspections for CUI, should be scheduled at maximum intervals listed in Table 2 to minimize loss such as those in API 574. Alternatively, external visual inspection intervals can be established by using a risk based approach developed in accordance with API 580. The external visual inspection for potential CUI is also to include insulation condition and shall be consistent on all piping systems susceptible to CUI listed in API 574. The results of the visual inspection should be documented to facilitate future inspections.

Following the external visual inspection of an applicable system, additional examination is required for the inspection of CUI. The extent and type of the additional CUI inspection are listed in Table 3. Damaged insulation or higher consequence may result in CUI in lower areas remote from the damage. NDE inspection for CUI should also be conducted as listed in Table 3 at suspect locations including the high risk areas listed in API 574. If a condition requiring visual inspection is normally required for the inspection is damaged or suspect location, other NDE assessment methods may be used where applicable. If the inspection of the damaged or suspect area has located significant CUI, additional areas should be inspected and values minimized up to 100 percent of the circuit should be inspected.

The intervals of the CUI program described in Table 2 should be consistent on target levels of piping systems and location with the CUI inspection consideration. It is recognized that several factors may affect the likelihood of CUI to include:

a) local climatic conditions,

b) location of vents and equipment,

c) coating quality

d) service conditions.

Facilities with CUI inspection experience may increase or reduce the CUI inspection targets of Table 3. As more accuracy of the CUI inspection targets is not required. The executive may control inspection targets with specialized history or other documentation.

Piping systems that are known to have a remaining life of only 10 years or less are adequately protected against external corrosion need not be included for the NDE inspection recommended in Table 3. However, the condition of the insulating system or the outer jacketing, such as a cold-service, should be inspected periodically by operating or other personnel. If deterioration is noted, it should be reported to the inspector. The following are examples of these systems:

a) piping systems insulated effectively to prevent the collection of moisture

b) jacketed cryogenic piping systems,

c) piping systems installed in a dry box in which the atmosphere is purged with an inert gas,

d) piping systems in which the temperature being maintained is sufficiently low or sufficiently high to preclude the presence of water.

The optional visual inspection of bare piping is to assess the condition of paint and coating systems, to check for external corrosion, and to note all for other forms of deterioration.

6.5 Extent of Thickness Measurement Inspection

To satisfy inspection and requirements, and to assure maintenance of inspection of both circuit conditions and trends on a representative sampling of CUI on each circuit (see 6.6). This representative sampling should include data for all the various types of components and conditions (historical and various) found in each circuit. This sampling also shall include CUI in the earliest interval since the previous inspection. The more CUI measured for each circuit, the more accurately the next inspection data will be projected. Therefore a detailed inspection of circuits should which as many components as is necessary.

The extent of inspection for inspection control is covered in API 574.

6.6 Extent of Small-bore, Ancillary Piping, and Threaded-connection Inspections

6.6.1 SBP Inspection

SBP that is primary process piping should be inspected in accordance with all the requirements of this document.

SBP that is secondary process piping has different inspection requirements depending upon service classification. Class 1 secondary SBP should be inspected to the same requirements as primary process piping. Inspection of Class 2 and Class 3 secondary SBP is optional. SBP examples include, but are not limited to Class 2 and Class 3 systems should be inspected where corrosion has been experienced or is anticipated.

Deadlegs with CUI should be treated as a separate piping circuit from the main piping. These deadlegs or low points are typically identified and documented in the inspection record by the inspector. Deadlegs may be combined into one circuit if the corrosion conditions are similar. Inspection should include points in deadlegs to the small diameter deadlegs, such as tees and elbows, and UT or RT on large diameter deadlegs.

6.6.2 Ancillary Piping Inspection

Inspection of ancillary SBP, including with instruments and tubing, is optional and the need for inspection is typically for determined by risk assessment. Details to consider in determining whether ancillary SBP will need some form of inspection include the following:

a) consequence

b) potential for environmental or personnel damage

c) potential for damage on equipment with adjacent primary systems

d) potential for CUI

6.6.3 Threaded-connection Inspection

Inspection of threaded connections will be according to the requirements listed above for secondary and ancillary piping. When selecting CUIs on threaded connections, multiple only based will also be considered during scheduled inspections.

Threaded connections associated with mechanical and/or fatigue damage should be periodically assessed and considered for possible removal with a failure mode or expecting to related components. The concerns for such connections include several issues, including the following:

a) discontinuation of tubing

b) magnitude and frequency of vibration

c) amount of unsupported weight

d) current piping wall thickness

e) whether or not the system can be substituted one-piece

f) corrosion rate

g) internal cracking

6.7 Inspection and Maintenance of Pressure-relieving Devices (PRDs)

6.7.1 General

PRDs shall be tested and repaired by a repair organization equipped to maintain PRDs. PRDs should be inspected, tested, and maintained in accordance with API 576 [14].

6.7.2 Quality Assurance Process for PRDs

Each registered repair organization shall have a fully documented quality assurance system. As a minimum, the following shall be included in the quality assurance manual:

a) QA policy,

b) calibration log,

Table 2—Recommended Maximum Inspection Intervals

Type of Circuit	Thickness Measurement	Visual External
Class 1	Five years	Five years
Class 2	10 years	Five years
Class 3	10 years	10 years
Class 4	Optional	Optional
Inactive circuit[a]	Three years	Six years
S/B	—	Six years

NOTE The above intervals apply to systems for which CUIs have been established in accordance with API 580. Inspection intervals for potentially corrosive inspection parts can also be established by a risk RBI analysis in accordance with API 580.

[a] See API RP 574 for more information on this circuit.

Table 3—Recommended Extent of CUI Inspection Following Visual Inspection

Pipe Class	Approximate Amount of Pipework Examined with NDE at Locations Prone to Damage Location	Approximate Amount of CUI Inspection by NDE at Suspect Areas on Piping Systems within Susceptible Temperature Ranges as Indicated in API 574
1	25 %	50 %
2	50 %	25 %
3	25 %	10 %
4	Optional	Optional

c) corrosion loops

d) standard of accuracy and repeatability,

e) equipment data sheet

f) range of work

g) drawings and specification control

h) requirements for material and part control

i) repair and inspection program,

j) repair process for welding, NDE, and heat treatment

k) requirements for valve testing, casing, leak testing, and sealing

l) general example of the valve repair notebooks,

m) requirements for calibrating measurement and test equipment,

n) requirements for updating and controlling copies of the quality control manual.

d) safety items;

e) training and qualifications required for repair personnel;

f) requirements for recording of inspection results.

Each repair organization shall also have a fully documented leakage program that shall ensure that repair personnel are qualified within the scope of the repairs.

6.7.5 PRD Testing and Inspection Intervals

6.7.5.1 General

Pressure-relieving devices shall be tested and inspected at intervals that are frequent enough to verify that the valves perform reliably in the particular service conditions. Other pressure-relieving devices (e.g. rupture disks and vacuum-breaker valves) shall be inspected at intervals based on service conditions. The inspection interval for all pressure-relieving devices is determined by either the inspection engineer or other qualified individual per the owner/user's quality assurance system.

6.7.5.2 Unless documented experience and/or an RBI assessment indicates that a longer interval is acceptable, test and inspection intervals for pressure-relieving devices in typical process service should not exceed:

a) five years for typical process service; and

b) 10 years for clean (non-fouling) and noncorrosive services.

When a pressure-relieving device is found to be heavily fouled or stuck, the inspection and testing interval shall be reduced unless a review shows that the device will perform reliably at the current interval. The review shall determine the cause of the fouling or the reason for the pressure-relieving device not operating properly.

7 Inspection Data Evaluation, Analysis, and Recording

7.1 Corrosion Rate Determination

7.1.1 Remaining Life Calculations

The remaining life of the piping system shall be calculated from the following formula:

$$\text{Remaining life (years)} = \frac{t_{actual} - t_{required}}{\text{corrosion rate (mils/year)}} \quad (1)$$

where

t_{actual} = the actual thickness (nominal less measured loss) at the time of inspection for a given location or component (in inches);

$t_{required}$ = the required thickness, in inches (millimeters), at the same location or component as the actual measurement computed by the design formula (e.g. pressure and structural) using corrosion allowance and measurement uncertainties and tolerances.

The ST corrosion rate of piping circuits shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (ST)} = \frac{t_{actual} - t_{prev}}{\text{time (years) between } t_{actual} \text{ and } t_{prev}} \quad (2)$$

The ST corrosion rate of piping circuits shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (ST)} = \frac{t_{actual} - t_{prev}}{\text{time (years) between } t_{actual} \text{ and } t_{prev}}$$

where

t_{actual} = the thickness, in inches (millimeters), at the same location as the most recent measurement or the commencement of a new corrosion rate environment;

t_{prev} = the thickness, in inches (millimeters), at the same location as the most recent measurement during one of the previous inspections.

The preceding formulas may be applied in a statistical approach to assess corrosion rates and remaining life calculations for the piping system. Care shall be taken to ensure that the statistical treatment of data matches the actual condition of the various pipe components. Statistical analysis employing point measurements is not applicable to piping systems with localized corrosion or complex mechanisms.

LT and ST corrosion rates should be compared to assumed rates as the initial screening for the part of the data assessment. The assessment inspector, in consultation with a corrosion specialist, shall select the corrosion rate that best reflects the current process (see 9.3.3 for inspection interval determination).

7.1.2 Newly Installed Piping Systems or Changes in Service

For new piping systems and piping systems for which service conditions are being changed, one of the following methods shall be employed to determine a probable rate of corrosion from which the remaining life (in years) at the time of the next inspection can be estimated:

a) A corrosion rate for a piping circuit may be estimated from data collected by the owner/user on piping systems or similar material in comparable service and comparable operating conditions.

b) If data for the same or similar service are not available, a corrosion rate for a piping circuit may be estimated from the owner/user's experience or from published data on piping systems in comparable service.

c) If the probable corrosion rate cannot be determined by either method listed in item a) or item b), the initial minimum measurement determinations shall be made after no more than three months of service by using nondestructive thickness measurements of the piping system. Corrosion monitoring devices, such as corrosion coupons or corrosion probes, may be useful in establishing the rate(s) of thickness measurements. Subsequent measurements shall be made after adequate time has elapsed until the corrosion rate is established.

7.1.3 Existing Piping Systems

Corrosion rates shall be calculated using a short-term or LT basis.

If conditions indicate that an increase in the use of the corrosion loss has occurred, the rate to be used for the next period shall be adjusted to reflect the actual rate of loss.

7.2 MAWP Determination

The MAWP for the contained use of piping systems shall be established using the applicable code. Computations may be made for known materials of the following essential details and known to comply with the principles of the applicable code:

a) upper and/or lower temperature limits for specific materials;

b) quality of materials and workmanship;

c) inspection requirements;

d) nondestructive testing;

e) any special service requirements.

For unknown materials, computations may be made assuming the lowest grade material and joint efficiency in the applicable code. When the MAWP is recalculated, the wall thickness used in these computations shall be the actual thickness as determined by inspection minus the estimated corrosion loss before the date of the next inspection (see 9.3.3). Allowance shall be made for the other loadings in accordance with the applicable code. The applicable code allowances for pressure and temperature variations from the MAWP are permitted provided all the associated code criteria are satisfied.

Table 4 contains two examples of calculations of MAWP assuming the use of the corrosion allowance.

7.3 Required Thickness Determination

The required thickness of a pipe shall be the greater of the pressure design thickness or the structural minimum thickness. For services with high risk, the piping engineer should consider increasing the required thickness to provide for unexpected or unknown leakage or unexpected metal loss. See API 574 for information on design and structural minimum thicknesses.

7.4 Assessment of Inspection Findings

Pressure containing components found to have degradation that could affect their satisfying capability (pressure loads and other applicable loads (e.g. weight, wind etc.) per API 570/ASME PCC-1)] shall be evaluated for continued service. Fitness-For-Service techniques, such as those documented in API 579-1/ASME FFS-1, Second Edition, may be used for this evaluation. The Fitness-For-Service techniques used shall be applicable to the specific degradation observed. The following techniques may be used as applicable:

a) To evaluate metal loss or cracks at the connection of branches, a Fitness-For-Service assessment may be performed in accordance with one of the following sections of API 579-1/ASME FFS-1. The assessment requires the use of a future corrosion allowance, which shall be established, based on 7.1:

1) Assessment of General Metal Loss—API 579-1/ASME FFS-1, Section 4;

2) Assessment of Local Metal Loss—API 579-1/ASME FFS-1, Section 5;

3) Assessment of Pitting Corrosion—API 579-1/ASME FFS-1, Section 6.

b) To evaluate blisters and laminations, a Fitness-For-Service assessment should be performed in accordance with API 579-1/ASME FFS-1, Section 7. In some cases, this evaluation will require the use of a future corrosion allowance, which shall be established based on 7.1.

c) To evaluate weld misalignment and shell distortion, a Fitness-For-Service assessment should be performed in accordance with API 579-1/ASME FFS-1, Section 8.

d) To evaluate crack-like flaws, a Fitness-For-Service assessment should be performed in accordance with API 579-1/ASME FFS-1, Section 9.

e) To evaluate the effects of fire damage, a Fitness-For-Service assessment should be performed in accordance with API 579-1/ASME FFS-1, Section 11.

7.5 Piping Stress Analysis

Piping shall be supported and guided so that:

a) the weight is carried safely;

b) it has sufficient flexibility for thermal expansion or contraction; and

c) it does not vibrate excessively.

Piping flexibility is of increasing concern the larger the diameter of the piping and the greater the difference between ambient and operating temperature conditions.

Piping stress analysis is a tool to systematically and adequately address the concerns of flexibility and support. However, many existing piping systems were analyzed as part of their original design or as part of a piping modification. But the results of these analyses can be useful in developing inspection plans. When unexpected movement of a piping system is observed, such as during an external visual inspection (see 9.4.3), the inspector should consult those determinations with the piping engineer and establish the need for conducting a piping stress analysis.

Table 4—Two Examples of the Calculation of MAWP Illustrating the Use of the Corrosion Allowance Concept

	Example 1
Design pressure/temperature	600 psig/450 °F (3445 kPa/232 °C)
Pipe description	NPS 10, seamless pipe, A 106-B
Outside diameter of pipe, D	10 in. (250 mm)
Allowable stress	20 000 psi (137 900 kPa)
Longitudinal weld efficiency, E	1.0
Thickness corrosion allowance	0.32 in. (8.13 mm)
Observed corrosion rate (see 7.1.3)	0.08 in./year (0.254 mm/year)
Next planned inspection	5 years
Estimated corrosion loss by date of next inspection	= 5 × 0.08 = 0.32 in. (5 × 0.254 = 1.27 mm)
MAWP at UTC loss	= 2(20 000 × 1.0)/(10 − 0.32) = 2 064 psig
In SI units	= 2(137 900 × 1.0)/(250 − 8.13) = 1 142 kPa
Conclusion: OK	
	Example 2
Next planned inspection	7 years
Estimated corrosion loss by date of next inspection	= 7 × 0.08 = 0.56 in. (7 × 0.254 = 1.78 mm)
MAWP at UTC loss	= 2(20 000 × 1.0)/(10 − 0.56) = 2 116 psig
In SI units	= 2(137 900 × 1.0)/(250 − 14.22) = 1 170 kPa
Conclusion: Since future inspection plans of operators that internal operating pressure will not exceed the new MAWP during the seventh year, or have the pipe replaced the next year	

NOTE 1 psig = pounds per square inch gauge, psi = pounds per square inch.

NOTE 2 The formula for MAWP is from ASME B31.3. Consult for where t = corrosion allowance.

See API 574 for more information on process design, minimum required and standard minimum pipe wall, including formulas, example problems and detailed tables of pipe properties and dimensions.

Piping stress analysis can identify the most highly stressed components in a piping system and provide the thermal movement of the system when it is placed in operation. This information can be used in conjunction with inspection efforts at the locations most prone to fatigue damage from thermal expansion (hot-up and cool-down) under cyclic conditions. In high-temperature piping, comparing predicted thermal movements with observed movements can help identify the occurrence of unexpected operating conditions and determination of guide and supports. Consultation with the piping engineer may be necessary to obtain detailed guidelines from the pipeline engineering, particularly for complicated systems involving multiple supports and guides between two points.

Piping stress analysis also can be employed to help solve observed piping vibration problems. The natural frequencies in which a piping system will vibrate can be predicted by analysis. The values of additional piping can be analyzed to accept the safety to continue operation by increasing the system natural frequencies beyond the frequency of exciting forces, such as reciprocating equipment speed. It is important to determine the guides added to control vibration do not adversely affect thermal expansion.

7.0 Inspecting and Records for Piping System Inspection

7.0.1 Permanent and Progressive Records

Piping system owners and users shall maintain permanent and progressive records of their piping systems and pressure-relieving devices. Permanent records will be maintained throughout the service life of each piping system. As a part of these records, progressive inspection and maintenance records will be regularly updated to include new information pertinent to the operation, inspection, maintenance history of the piping system. See also API 574 for more information on piping system records.

7.0.2 Types of Piping Records

Piping system and pressure-relieving device records shall contain the types of information pertinent to mechanical integrity as follows:

a) Fabrication, Construction and Design Information is the Same Available—for example, MSRs, MTRs, weld maps, WPS/PQR, design specification data, piping design calculations, PFD records, heat treat records, pressure test data, device sizing calculations and construction drawings.

b) Inspection History—For example, inspection reports, and data for each type of inspection conducted (e.g. external, internal, thickness measurements) and inspection recommendations for future inspections, repairs that occurred the date of each inspection and/or examination, the name (or initials) of the person who performed the inspection and/or examination, the equipment or other identifier of the equipment inspected, a description of the inspection and/or examination performed, and the results of the inspection and/or examination. Piping RBI records should be in accordance with API 580.

c) Repair, Alteration and Rerating Information—For example:

1) repair and alteration plans processed,

2) replace, relocating that piping systems and associated with other identified deficiencies. Temporary repairs or inspection strategies for repair deficiencies for continued service until repairs can be completed, and

3) rerating documentation including calculations and new design conditions.

d) Fitness-For-Service Assessment Documentation Requirements are described in API 579-1/ASME FFS-1—Specific documentation requirements for this type of engineering assessment are provided in the appropriate part of API 579-1/ASME FFS-1.

7.0.3 Operating and Maintenance Records

The operating and maintenance records, such as operating conditions, including process upsets that may affect mechanical integrity, changes in service, mechanical damage from maintenance shock, etc. to be notable in the records.

7.0.4 Computer Records

The use of a computer-based system for storing, retrieving, and analyzing data should be considered in view of the volume of data that will be generated as part of a sound inspection program. Computer programs are particularly useful for the following:

a) storing and analyzing the actual inspection readings,

b) calculating short and long-term corrosion rates, remaining life, MAWP and inspection intervals on a component-by-component basis,

c) highlighting areas of high corrosion rates, piping circuits nearing the requirement, piping circuits requiring attention, and other information.

7.0.5 Piping Circuit Records

The following information should be recorded for each piping circuit in which Class are located:

a) material of construction/piping specification,

b) operating and design conditions and temperatures,

c) ANSI/Class rating,

d) process fluid,

e) whether the circuit is a cleaning, injection point, intermittent service or other special circuit,

f) the connection rate and following service life of all lines, including information based on the circuit,

g) [illegible]

h) [illegible]

i) [illegible]

j) [illegible]

k) [illegible]

l) [illegible]

7.1 Piping Failure and Leak Reports

Leaks and failures in piping systems are a result of corrosion, cracking or mechanical damage that is minimized and is related to the service. As with other piping failures, leaks and failures in piping systems should be investigated to identify and correct the cause of failure. Temporary repairs to piping systems should be documented in the inspection records.

7.10 Inspection Deferrals or Interval Extension

Any piping circuit not inspected within the established interval is considered overdue for inspection, unless an acceptable alternative extension date is established by a defined process of the inspection organization in accordance with approved analysis.

A deferral is acceptable when the piping circuit current interval is still considered to be correct given the available data but an extension of the inspection date based on documented risk analysis is acceptable to the inspection. Deferrals are required. Temporary extensions of piping inspection due dates and shall not be considered as permanent deferral conditions.

An inspection deferral interval is acceptable when based on the piping circuit's current and history indicates that the current inspection interval will not exceed the remaining life of the piping. Time requirements for deferral intervals are:

a) the piping history and condition shall be reviewed by the inspector,

b) deferral reasons shall be documented by the inspector and should include the technical basis supporting the deferral decision,

c) the inspector shall approve all piping deferrals or deferral.

NOTE 1 Piping owner/operator may establish lists of circuits/equipment involved in the operation of the piping systems. The inspector is required to review the systems of the piping and prior to deferrals or extension of inspection dates are approved.

8 Repairs, Alterations, and Rerating of Piping Systems

8.1 Repairs and Alterations

8.1.1 General

The provisions of ASME B31.3 or the code to which the piping system was built shall be followed to the extent practical for welded repairs. ASME B31.3 is written for design and construction of piping systems. However, most of the technical requirements on design, welding, materials, and materials are applicable when inspection, rerating, repair, and alteration of operating piping systems. When ASME B31.3 cannot be followed because of its new construction coverage (such as limited of new material specifications, inspection requirements, certain heat treatments, and pressure tests) the piping engineer or inspector shall be guided by API 570 in lieu of joint authority. In ASME B31.3. As an example of a deviation, the phrase "principles of ASME B31.3" has been employed in API 570, rather than "in accordance with ASME B31.3."

The principles and practices of API RP 571 shall also be followed for all welded repairs and modifications.

8.1.2 Authorization

All repair and alteration work shall be done by a repair organization as defined in Section 3 and shall be authorized by the inspector prior to the commencement. Authorization for alteration work to a piping system may not be given unless prior consultation with and approval by the piping engineer. The inspector will designate any inspection hold points

required during the repair or alteration activities. The inspector may give prior general authorization for minor or routine repairs and procedures, provided the inspector is satisfied with the competency of the repair organization.

8.1.3 Approval

All proposed methods of design, execution, materials, welding procedures, examination, and testing shall be approved by the inspector or by the piping engineer, as appropriate. Owner/user approval of an owner welding is required.

Welding repairs of cracks that occurred in service should not be attempted without prior consultation with the piping engineer in order to identify and correct the cause of the cracking. Examples are cracks generated by fatigue caused by vibration, thermal cycling, thermal expansion problems, and environmental cracking.

The inspector shall approve all repair and alteration work at designated hold points and after the repairs and alterations have been satisfactorily completed in accordance with the requirements of API 570.

8.1.4 Welding Repairs (Including On-Stream)

8.1.4.1 Temporary Repairs

For temporary repairs, including on-stream, adhesive/sealant welded pipe sleeves or two-piece pressure clamps by the piping engineer may be applied over the damaged or corroded area. See ASME PCC-2 for more information on temporary repairs to piping systems. Longitudinal cracks shall not be repaired in the manner unless the piping engineer has determined that cracks would not be expected to propagate from under the sleeve. In some cases, the piping engineer will need to consult with a fracture specialist. The design of temporary enclosures and repairs shall be approved by the piping engineer.

If the repair area is adjacent (for example, piping or pressure vessel and the SMYS of the pipe is not more than 40,000 psi (276,000 kPa), and a Fitness-For-Service analysis shows it is acceptable, a temporary repair may be made by first welding a properly designed lock coupling or plate sleeve over the area to satisfy values from Table 8.2.3 (or design considerations and Annex C for an example). The material for the repair shall match the base material unless approved by the piping engineer. A Reinforced patch shall not be installed on top of an existing Reinforced patch. When installing a Reinforced patch adjacent to an existing Reinforced patch, the minimum distance between the toe of the first and second patch not less than

$$\sqrt{Rt}$$

where

R = the average (average of inside and outside radius)

t = the minimum required thickness of the first welded patch or shell (mm or in.)

For major repairs, properly designed enclosures may be welded over the leak with the piping system in service under pressure. The inspector is satisfied that adequate clearance remains in the vicinity of the leak and the piping requirements can be met without welding within the affected or damaged metal due to the leak in service.

Temporary repairs should be removed and replaced with a suitable permanent repair at the next available maintenance opportunity. Temporary repairs may remain in place for a longer period of time only if approved and documented by the piping engineer.

8.1.4.2 Permanent Repairs

Repairs to defects found in piping components may be made by preparing a welding groove that completely removes the defect and then filling the groove with weld metal deposited in accordance with 8.2.

Corroded areas may be repaired with weld metal deposited in accordance with 8.2. Surface irregularities and contamination shall be removed before welding. Applicable NDE methods shall be applied after completion of the weld.

If it is feasible to take the piping system out of service, the defective area may be removed by taking out a cylindrical section and replacing it with a piping component that meets the applicable code.

Insert patches (flush patches) may be used to repair damaged or corroded areas if the following requirements are met:

a) All penetration welds are grooved,

b) For Class 1 and Class 2 piping systems, the welds shall be 100 % radiographed or ultrasonically tested using NDE procedures that are approved by the inspector.

c) patches may be any shape but shall have rounded corners (1 in. [25 mm] minimum radius)

See ASME PCC-2 for more information on welded repairs to piping systems.

8.1.5 Remedial Repairs (On-Stream)

Temporary repairs of piping leaks, sections or components that have defects may be made on stream by installing a properly designed and applied enclosure (e.g. bolted clamp, homogeneous composite wrap, metallic and epoxy wraps or other non-welded applied temporary repair). The design shall include control of axial thrust loads if the piping component being enclosed is (or may become) insufficient to contain pressure thrust. The effect of enclosing (encasing) items on the connected pipe shall be considered. See ASME PCC-2 for more information on nonmetallic composite repair materials.

During temporary or other appropriate opportunities, temporary leak sealing and leak clamping devices, including valves, shall be removed and appropriate actions taken to restore the original integrity of the piping system. The inspector and/or piping engineer shall be involved in determining repair requirements and procedures. Temporary leak sealing and leak clamping devices may remain in place for a longer period of time only if approved and documented by the piping engineer.

Recognize that mechanical sealing aids ("clamping") for process piping should be reviewed for acceptance by the inspector or piping engineer. The review should take into consideration the compatibility of the sealant with the piping materials, the sealing pressure on the clamp (especially when the clamping is on the leaking cracking fracture), and the risk of sealant clamping deterioration from motion, rotation, or vibration, the risk of subsequent leakage in the flange clamp, and the risk of sealant blowout caused by both the number of times the seal area is repressured.

See ASME PCC-2 for more information on temporary non-welded repairs for piping systems.

8.2 Welding and Hot Tapping

8.2.1 General

All repair and alteration welding shall be done in accordance with the principles of ASME B31.3 or the code to which the piping system was built.

8.2.2 Procedures, Qualifications, and Records

The repair organization shall use written and welding procedures qualified in accordance with ASME B31.3 or the code to which the piping was built. See API 577 for guidance on welding procedures and qualifications.

The repair organization shall maintain records of welding procedures and welder performance qualifications. These records shall be available to the inspector prior to the start of welding.

8.2.3 Preheating and PWHT

8.2.3.1 General

Refer to API 577 for guidance on preheating and PWHT.

8.2.3.2 Preheating

Preheat temperature used in making welding repairs shall be in accordance with the applicable code and qualified welding procedure. Exceptions for temporary repairs shall be approved by the piping engineer.

Preheating to not less than 300 °F (150 °C) may be considered as an alternative to PWHT for alterations or repairs of piping systems subject PWHT as a code requirement (pipe only). This applies to piping constructed of the P-1 steels listed in ASME B31.3. For steels, with the exception of 1¼ Cr steels, this may reduce the 300 °F (150 °C) minimum preheat alternative when the piping system operating temperature is high enough to provide acceptable toughness and when there is no susceptibility hazard associated with pressure testing, shutdown, and startup. The lowest expected operating temperature shall be measured and maintained. After welding, the joint should immediately be secured with insulation to slow the cooling rate.

NOTE Preheating may not be considered as an alternative to environmental cracking prevention.

Piping systems constructed of other steels (only including P-1) or currently are performed heat treated in accordance or repairs requiring pressure retaining welding are performed. The use of the preheat alternative requires consultation with the piping engineer who should consider the potential for environmental cracking and whether the welding procedure will provide adequate toughness. Examples of situations where this alternative could be considered include small welds, with small buildup of the base and welding support size.

8.2.3.3 PWHT

PWHT of piping system repairs or alterations should be made using the applicable requirements of ASME B31.3 or the code to which the piping was built. See 8.2.3.2 for an alternate preheat procedure for some PWHT requirements. Exceptions for temporary repairs shall be approved by the piping engineer.

Local PWHT may be substituted for a PWHT heating or heat repairs on all materials, provided the following procedures and requirements are applied:

a) The application is reviewed, and a procedure is developed by the piping engineer.

b) In evaluating the suitability of a procedure, consideration shall be given to applicable factors, such as base metal thickness, material properties, material properties, changes resulting from PWHT, the need for supplementary welding and testing and volumetric examinations after PWHT. Additionally the metal and heat affected zone

Any welding conducted on piping components in operation shall be done in accordance with API 2201. The inspector should use as a reference the "Designated Hot Tap Checklist" contained in API 2201 for hot tapping performed on piping components. See API 577 for further guidance on hot tapping and welding techniques.

8.2.4 Procedures, Qualifications, and Records

The repair organization shall use written and welding procedures qualified in accordance with ASME B31.3 or the code to which the piping was built. See API 577 for guidance on welding procedures and qualifications.

The repair organization shall maintain records of welding procedures and welder performance qualifications. These records shall be available to the inspector prior to the start of welding.

8.2.5 Preheating and PWHT

8.2.5.1 General

Refer to API 577 for guidance on preheating and PWHT.

8.2.5.2 Preheating

Preheat temperature used in making welding repairs shall be in accordance with the applicable code and qualified welding procedure. Exceptions for temporary repairs shall be approved by the piping engineer.

Preheating to not less than 300 °F (150 °C) may be considered as an alternative to PWHT for alterations or repairs of piping systems subject PWHT as a code requirement (pipe only). This applies to piping constructed of the P-1 steels listed in ASME B31.3. For steels, with the exception of 1¼ Cr steels, this may reduce the 300 °F (150 °C) minimum preheat alternative when the piping system operating temperature is high enough to provide acceptable toughness and when there is no susceptible hazard associated with pressure testing, shutdown, and startup. The lowest expected operating temperature shall be measured and maintained. After welding, the joint should immediately be secured with insulation to slow the cooling rate.

NOTE Preheating may not be considered as an alternative to environmental cracking prevention.

Piping systems constructed of other steels (only including P-1) or currently are performed heat treated in accordance or repairs requiring pressure retaining welding are performed. The use of the preheat alternative requires consultation with the piping engineer who should consider the potential for environmental cracking and whether the welding procedure will provide adequate toughness. Examples of situations where this alternative could be considered include small welds, with small buildup of the base and welding support size.

8.2.5.3 PWHT

PWHT of piping system repairs or alterations should be made using the applicable requirements of ASME B31.3 or the code to which the piping was built. See 8.2.5.2 for an alternate preheat procedure for some PWHT requirements. Exceptions for temporary repairs shall be approved by the piping engineer.

Local PWHT may be substituted for a PWHT heating or heat repairs on all materials, provided the following procedures and requirements are applied:

a) The application is reviewed, and a procedure is developed by the piping engineer.

b) In evaluating the suitability of a procedure, consideration shall be given to applicable factors, such as base metal thickness, material properties, material properties, changes resulting from PWHT, the need for supplementary welding and testing and volumetric examinations after PWHT. Additionally the metal and heat affected zone

distortions resulting from the heating of a local restrained area of the piping will shall be considered in overall piping engineering/PWHT procedures.

c) A minimum 300 °F (150 °C) or higher as specified by special welding procedures, is maintained while welding.

d) The required PWHT temperature shall be maintained for a minimum of not less than two times the base metal thickness measured from the weld. The PWHT temperature shall be monitored by a suitable number of thermocouples (a minimum of two) based on the size and shape of the area being heat treated.

e) Controlled heat shall be applied to attachments, connections or other components within the PWHT area.

f) The PWHT is performed for code compliance and not for environmental cracking mitigation.

8.2.6 Design

Purpose and the independent process needs

Piping components shall be repaired when repair is likely to be successful. New connections and replacements shall be designed and fabricated according to the principles of the applicable code. The design of temporary enclosures and repairs shall be approved by the piping engineer.

New connections may be required as piping systems improve the design location and method of attachment relative to the principles of the applicable code.

Reinforced patches require special design considerations, especially relating to weld-joint efficiency and service conditions. Reinforced patches shall be designed by the piping engineer. A patch may be applied to the external surface of piping, provided it is in accordance with 8.1.5 and meets either of the following requirements:

a) the proposed patch provides design strength equivalent to a reinforced opening designed according to the applicable code

b) the proposed patch is designed to absorb the membrane stress of the part in a manner that is in accordance with the principles of the applicable code. If the following criteria are met:

1) the allowable membrane stress is not exceeded in the piping part or the patch

2) the stress in the patch does not result in fillet weld stresses exceeding allowable stresses for such welds

3) an inspection patch shall have rounded corners (see Annex D)

Different components in the same piping system or circuit may have different design temperatures. In establishing the design temperature, consideration shall be given to process fluid temperature, ambient temperature, heating and cooling media temperature and insulation.

8.2.6 Materials

The materials used in making repairs or alterations shall be of known weldable quality and conform to the applicable code, and shall be compatible with the original material. For material verification requirements, see 5.8.

8.2.7 NDE

Acceptance of a welded repair or alteration shall include NDE in accordance with the applicable code and the owner/user's specification, unless otherwise specified in API 570. The principles and practices of API 577 shall also be

Internal. Where surface and volumetric examinations are required, they must be in accordance with ASME BPVC Section V (or equivalent).

8.2.7 Pressure Testing

After welding is completed, a pressure test in accordance with 6.5 shall be performed if required and deemed necessary by the Inspector. Pressure tests are normally required after alterations and major repairs. See ASME PCC-2 for more information on conducting pressure tests. When a pressure test is not necessary or practical, NDE should be utilized in lieu of a pressure test. Subjecting a component to NDE procedures for a pressure test after installation, repairing, or rerate may be done only after consultation with the Inspector and the piping engineer. For existing installations that are being pressure tested after repairs, re-rating, or alterations, it is not necessary to strip insulation on all mating welds. Pressure tests with larger hold times and observation of pressure gauges can be substituted for insulation stripping when the risks associated with heat under the insulation are acceptable.

When it is not practical to perform a pressure test of a field closure weld that joins a new or replacement section of piping to an existing system, all of the following requirements shall be satisfied:

a) The new or replacement piping is pressure tested and examined in accordance with the applicable code governing the design of the piping system, or if not provided, welds are examined with appropriate NDE, as specified by the authorized piping inspector.

b) The closure weld is a butt-weld joint between any pair of standard piping components of equal diameter and thickness, easily aligned (not out-of-round) and of equivalent materials. Acceptable alternatives are:

1) flange designs for temperatures up to Class 150 and 500 °F (260 °C), and

2) socket welded flanges or socket welded valves for Class 150 or less and design cases up to Class 150 and 500 °F (260 °C).

A flange diagnostic for socket welding or some other means shall be used to ensure the maximum 1/16 in. (1.6 mm) gap. Socket welds shall be per ASME B31.3 and shall be a minimum of two passes.

c) Any butt-flanged joint shall be at 150 lb, RF, or single-faced flanges. Raised face flanges may be used, provided the appropriate gasket dimensions have been established.

d) NDE or PT shall be performed on the root pass and the completed weld for butt welds and on the completed weld for fillet welds.

The examiner shall apply radiography, UT, other NDE techniques for closure welds that have not been previously tested and shall be acceptable by the piping engineer or authorized piping inspector.

8.3 Re-rating

For rating piping systems to changing the temperature rating or the MAWP, the owner or user shall ensure the following requirements have been met:

a) Calculations are performed by the piping engineer or the Inspector.

b) All re-ratings shall be established in accordance with the requirements of the code to which the pipe or pipeline was built or by computations using the appropriate materials and the latest edition of the applicable code.

c) Current inspection results verify that the piping system is satisfactory for the proposed service conditions and that the appropriate corrosion allowance is provided.

d) Revised piping systems shall be installed in accordance with the code to which the piping system was built or the latest edition of the applicable code for the new service conditions, unless documented records indicate a previous field installation performed at greater than or equal to the test pressure for the new conditions. An exception is the rating temperature increase resulting in a change in the piping component material specification, which does not require a hydrotest.

e) The piping system is checked to ensure that the required pressure relieving devices are present, are set at the appropriate pressure, and have the appropriate capacity and pressure.

f) The piping system is ready to be accessible to the Inspector or piping engineer.

g) All piping components in the system (such as valves, flanges, bolts, gaskets, piping, and connection joints) are adequate for the new combination of pressure and temperature.

h) Piping flexibility is adequate for design temperature changes.

i) Appropriate engineering records are updated.

j) A determination of minimum operating temperature is accordingly made and recorded, if required by the applicable code.

9 Inspection of Buried Piping

9.1 General

Inspection of buried process piping (not regulated by the U.S. Department of Transportation) is different from other process piping inspection because significant external deterioration can be caused by corrosive soil conditions and its inspection can be hindered by the inaccessibility of the affected areas of the piping. Important, non-mandatory elements for underground piping inspection are API 574 and the following NACE documents: RP0169, RP0274, RP0190 and RP0285.

9.2 Types and Methods of Inspection

9.2.1 Aboveground Visual Surveillance

Indications of leaks in buried piping may include changes in the surface contour of the ground, discoloration of the soil, corrosion of nearby conduit, pipe corrosion, bubbling water particles or suspicious odor. Surveying the route of buried piping is one method of identifying problem areas.

9.2.2 Close-Interval Potential Survey

The close-interval potential survey performed at ground level over the buried pipe can be used to locate active corrosion points on the pipe surface.

Corrosion cells can form on both bare and coated pipe where the bare steel contacts the soil. Since the potential of the pipe at corrosion sites is measurably different from an adjacent area on the pipe, the location of the corrosion activity can be determined for this survey technique.

9.2.3 Pipe Coating Holiday Survey

The pipe coating holiday survey can be used to locate coating defects on buried coated pipe. This can be used on newly constructed pipe systems to ensure that the coating is intact and holiday-free. More often it is used to evaluate coating service life for buried pipe, that has been in service for an extended period of time.

Pipe survey data, the coating effectiveness and its ability to resist deterioration can be determined. The information is used both for predicting corrosion activity in a specific area and for forecasting replacement of the coating for corrosion control.

9.2.4 Soil Resistivity

Corrosion of bare or poorly coated piping is often caused by a mixture of electrolytic cells in contact with the pipe surface. The corrosiveness of the soils can be determined by a measurement of the soil resistivity. Lower levels of resistivity are relatively more corrosive than higher levels, especially in areas where the pipe is exposed to significant changes in soil resistivity.

Measurements of soil resistivity should be performed using the Wenner's Four-Pin Method in accordance with ASTM G57 in areas of buried pipes or in areas of horizontal drilling operations. It simply is necessary to use the Single-Pin Method to accurately determine the soil resistivity for measuring resistivity of soil samples from auger holes or excavations, a soil box method is a convenient method for obtaining accurate results.

The depth of the piping shall be determined in selecting the method to be used and the number of samples. The testing and evaluation of results should be performed by personnel trained and experienced in soil resistivity testing.

9.2.5 Cathodic Protection Monitoring

Cathodically protected buried piping should be monitored regularly to ensure adequate levels of protection. Monitoring should include potential measurements and analysis of pipe-to-soil potentials by personnel trained and experienced in cathodic protection system operation. More frequent monitoring of critical cathodic protection systems, such as impressed current rectifiers, is required to ensure reliable system operation.

Refer to NACE RP0169 and Section 11 of API 651 for guidance applicable to designing and monitoring cathodic protection systems for buried piping.

9.2.6 Inspection Methods

A number of proven inspection techniques methods are available that may be applied to buried piping and a more comprehensive guide to these can be found in API 574. Some methods can indicate the external or wall condition of the piping, whereas other methods indicate only the internal condition. Examples can be found:

a) In-line inspection (ILI) pipe commonly referred to as "smart" or "intelligent pigging". This method involves the insertion and travel of a device (pig) through the piping either while it is in-service or after it has been removed from service. A wide array of devices are available employing different methods of inspection utilizing magnetic flux leakage (MFL), UT, optical, laser and electromagnetic techniques. The line to be evaluated should be free of obstructions that would cause the device to stick within the line. The design and number of bends in a line may restrict the application of some technologies. The line should also have features for launching and removing the pigs or have an access that allows the addition of temporary launching/receiving capabilities.

b) Video Cameras—Television cameras are available that can be inserted into the piping. These cameras may provide visual inspection information on the internal condition of the line.

c) Extensometer—In many cases, the only available inspection method that can be performed is excavating the piping in order to visually inspect the external condition of the piping and to evaluate its thickness and internal condition using the methods described in 5.1.2. Care should be exercised in removing soil from along and around the piping to prevent damaging the line or the coating. The last few feet (meters) of soil should be removed carefully to avoid line damage. If the excavation is sufficiently deep, the sides of the trench should be properly sloped to prevent cave-in, in compliance with OSHA regulations, where applicable. If the coating or wrapping is deteriorated or damaged, it should be removed in that area to inspect the condition of the underlying metal.

d) Ultrasonic Guided Wave Screening Inspection

An array of transducers is now available that can be externally applied to the pipe at a location and cover relatively large distances of pipe. These technologies may require some excavation but generally less than a 100 meter (distance) coverage. Typical of these technologies is EMAT (electromagnetic acoustic transducer). These technologies claim to be a simple alternative to be accepted than one inspection and provide a screening assessment of the pipe. Distances inspected and the degree of data complexity is a function of the applied technology and pipe conditions including degree of corrosion, coating and soil/fluid contents and soil conditions.

Other technologies employing ultrasound may be used to screen sections of pipe from the location and are ideal for assessing damage in locations difficult to get to or inaccessible.

9.3 Frequency and Extent of Inspection

9.3.1 Above-Grade Visual Surveillance

The minimum extent of aboveground surveillance should include visual survey the surface conditions around adjacent to each pipeline path (see 9.2.1).

9.3.2 Close-Interval Potential Survey

A close-interval potential survey or a comparably performed survey may be used to verify that the buried piping has a protective potential throughout its length. For poorly coated pipes where cathodic protection potentials are marginal, the survey may be conducted at longer intervals for verification of continuous corrosion activity.

For pipelines with no cathodic protection or in areas where leaks have occurred due to external corrosion, a pipe-to-soil potential survey may be conducted along the pipe route. The pipe should be excavated at least other signal corrosion cells have been located to determine the cause of corrosion concern. A continuous potential profile or a close-interval survey may be needed to locate active corrosion cells.

9.3.3 Pipe Coating Holiday Survey

The frequency of pipe coating holiday surveys is usually based on indications that indicate loss of adhesion and pipe exfoliation. For example, on a section of pipe where there is a gradual loss of adhesion between pipelines or an external corrosion leak occurs in a coating defect, a pipe coating holiday survey may be used to evaluate the coating.

9.3.4 Soil Resistivity

For poorly bare or coated pipe (see 9.2.4) and cathodically protected, evaluation of soil corrosivity should be performed at five-year intervals. Soil resistivity measurements may be used for relative determination of the soil corrosivity (see 9.2.4). Additional factors that may increase corrosivity are changes in soil chemistry and analyses of the polarization resistance of the pipe and piping interface.

9.3.5 Cathodic Protection

If the piping is cathodically protected, the system should be monitored at intervals in accordance with Section 10 of NACE RP0169 or API 651.

9.3.6 External and Internal Inspection Intervals

If external corrosion of buried piping is expected as a result of exposure on the above-grade portion of the line, inspection intervals and methods for the buried portion should be adjusted accordingly. The inspector should be aware of and consider the possibility of localized internal corrosion in bendings.

The external condition of buried piping that is not cathodically protected should be determined by either digging, which can require well permits, or by excavating according to the frequency given in Table 5. Significant external corrosion detected by digging or by other means may require examination and evaluation even if the piping is cathodically protected.

Piping inspected periodically by excavation should be inspected in lengths of 5 ft (1.5 m) to 25 ft (7.6 m) at one or more locations judged to be most susceptible to corrosion. Excavated piping should be inspected for concentration for the type and extent of corrosion (pitting or general) and the condition of the coating.

If inspection reveals damaged coating or corroded piping, additional piping shall be excavated until the extent of the condition is determined. If the coating test shows there is no coating or coating is defective, it shall be repaired or replaced.

If the piping is contacted while a coating pipe, the condition of the coating should be inspected to determine if water could not have entered the coating. The inspector should verify the following:

a) Both ends of the coating extend beyond the ground line.

b) The ends of the coating are sealed if the coating is not cold-applied, and

c) The pressure-coating pipe is properly coated and wrapped.

9.2.7 Leak Testing Intervals

An alternative or supplement to inspection is leak testing. The test of a portion of least 10 % consists of a minimum operating pressure of internal pipe shall be the length of time shown in Table 5 for piping not cathodically protected or the same intervals as shown in Table 6 for cathodically protected piping. The leak test should be maintained for a period of 8 hours. Four hours after the initial pressurization of the piping system, the pressure should be reset and, if necessary, the line pressurized to adjust test pressure and isolated from the pressure source. If during the remainder of the test period, the pressure decreases more than 5 %, the piping should be visually inspected externally and/or inspected internally to find the leak and assess the extent of corrosion. Non-destructive tests may be helpful in locating leaks during leak testing.

Buried piping should not be selected for integrity by using leak-detection methods or pressure test methods. Other alternative leak test methods include acoustic emission examination and the addition of a tracer fluid to the pressurized line (such as helium or other tracer fluid). If the tracer is added to the stored fluid, the cathodic test (leak test) should be performed.

Table 5—Frequency of Inspection for Buried Piping Without Effective Cathodic Protection

Soil Resistivity (ohm-cm)	Inspection Interval (Years)
<2,000	5
2000 to 10,000	10
>10,000	15

9.4 Repairs to Buried Piping Systems

9.4.1 Repairs to Coatings

Any coating removed for inspection shall be removed and inspected appropriately. For coating repairs, the inspector should be satisfied that the coating meets the following criteria:

a) Which adhering without to the pipe to intermittent or an adjacent of necessary.

b) Zip-coating easily (cut to metal easily).

c) Free of voids and cracks in the coating (holidays).

d) Other surfaces strength to resist damage due to handling and soil stress.

e) If can protect any supplemental cathodic protection.

In addition, coating repairs may be tested using a high voltage holiday detector. The detector voltage shall be adjusted to the appropriate value for the coating material and thickness. Any holidays found shall be repaired and retested.

9.4.2 Clamp Repairs

If piping leaks are clamped and removed, the location of the clamp shall be logged in the inspection record and may be marked outside. Both the marker and the record shall note the date of installation and the location of the clamp. All clamps shall be considered temporary. The piping should be permanently repaired at the first opportunity.

9.4.3 Welded Repairs

Welded repairs shall be made in accordance in 9.2.

9.5 Records

Review systems for buried piping should be maintained in accordance with 7.6. In addition, a record of the location and date of installation of temporary clamps shall be maintained.

Annex A
(Informative)

Inspector Certification

A.1 Examination

A written examination to certify inspectors within the scope of API 570 shall be based on the current API 570 inspector certification body of knowledge as maintained by API.

A.2 Certification

An API 570 authorized piping inspector certification will be issued to individuals that successfully passed the API 570 certification exam and satisfies the criteria for experience and education. Education and experience which combined shall be equal to at least one of the following:

a) a Bachelor or Science degree in engineering or technology plus one year of experience in supervision of inspection activities or performance of inspection activities as described in API 570.

b) a technical degree or certificate in engineering or technology, plus two years of experience in the design, construction, repair, inspection, or operation of piping systems, of which one year must be in supervision of inspection activities or performance of inspection activities as described in API 570.

c) a high school diploma or equivalent, plus three years of experience in the design, construction, repair, inspection or operation of piping systems, of which one year must be in supervision of inspection activities or performance of inspection activities as described in API 570.

d) a minimum of five years of experience in the design, construction, repair, inspection, or operation of piping systems, of which one year must be in supervision of inspection activities or performance of inspection activities as described in API 570.

A.3 Recertification

A.3.1 Recertification is required three years from the date of issuance of the API 570 authorized piping inspector certificate. Recertification by written examination will be required for authorized piping inspectors who have not been actively engaged as authorized piping inspectors within the most recent three-year certification period and for authorized piping inspectors who have not previously passed the exam. Exams will be in accordance with all provisions contained in API 570.

A.3.2 "Actively engaged as an authorized piping inspector" shall be defined as a minimum of 20 % of time spent performing inspection activities or supervision of inspection activities, or engaging support of inspection activities as described in the API 570, over the most recent three-year certification period.

NOTE Inspection activities common to other API inspector certifications (API, tank, pressure vessel, rotating equipment, etc.) may be considered.

A.3.3 Once every other recertification period (every six years), inspectors actively engaged as an authorized piping inspector shall demonstrate knowledge of revisions to API 570 that were published during the previous six years. The requirement shall be satisfied by taking an exam from the inspector's initial certification date. Inspectors who have not been actively engaged as an authorized piping inspector within the most recent three-year certification period shall recertify as required in A.3.1.

Annex B
(Informative)

Requests for Interpretations

B.1 Introduction

API will consider written requests for interpretations of API 570. API shall not make such interpretations in verbal or other communication. If necessary, with the appropriate committee officer and the committee administrator. The API committee responsible for maintaining API 570 meets regularly to consider written requests for interpretations and proposals and to develop new editions as guided by technological development. The committee's activities in this regard are limited strictly to interpretations of the latest edition of API 570 or to the consideration of revisions to API 570 based on the new data or technology.

As a matter of policy, API does not approve, certify, rate, or endorse any item, construction, proprietary device, or activity and accordingly requires requests such consideration will be returned. Moreover, API does not act as a consultant on specific engineering problems or on the general understanding or application of the rules. If based on the inquiry information submitted, it is the opinion of the committee that the inquirer should seek engineering or technical assistance, the inquiry will be returned with the recommendation that such assistance be obtained.

All inquiries that do not provide the information needed for full understanding will be returned.

B.2 Inquiry Format

Requests shall be limited solely to requests for interpretation of the latest edition of API 570 or to the consideration of revisions to API 570 based on new data or technology. Inquiries shall be submitted in the following format:

a) Scope—The inquiry shall involve a single subject or closely related subjects. An inquiry letter containing unrelated subjects will be returned.

b) Background—The inquiry letter shall state the purpose of the inquiry which shall be either to obtain an interpretation of API 570 or to propose consideration of a revision to API 570. The letter shall provide concisely the information needed for complete understanding of the inquiry (with sketches, as necessary) and include references to the applicable edition, paragraphs, figures, and tables.

c) Inquiry—The inquiry shall be stated in a concise and precise question format, omitting proprietary background information and, where appropriate, composed in such a way that "yes" or "no" (perhaps with provisions) would be a suitable reply. The inquiry statement should be unbiased and technically correct. The inquirer shall state what he or she believes API 570 requires. If the question to the interpretation of a section of API 570 is requested, the inquirer shall provide recommended wording.

Submit the request for interpretation to the API Request for Interpretation website at http://ipd.api.org.

B.3 Request for Interpretation Responses

Responses to previous requests for interpretation can be found on the API website at http://compositions.api.org/standards/search.aspx.

Annex C
(informative)

Examples of Repairs

C.1 Repairs

Manual welding utilizing the gas metal arc or shielded metal arc processes may be used.

When the temperature is below 50 °F (10 °C), low-hydrogen electrodes, AWS E7018 or E8018, shall be used when welding materials conforming to ASTM A-53, Grades A and B; A-106, Grades A and B; A-333, A-334, API 5L, and other similar material. These electrodes should also be used for later grades of material when the temperature of the material is below 32 °F (0 °C). The welding engineer should be consulted for other welding efficient materials.

When AWS E6010 or E6011 electrodes are used on weld numbers 2 and 3 (see Figure C.1 below), the weld shall be deposited by starting at the bottom of the pipe/vessel and working up and. The diameter of these electrodes should not exceed 5/32 in. (4.0 mm). Electrodes larger than 5/32 in. (4.0 mm) may be used on weld number 1 (see Figure C.1), but the diameter should not exceed 3/16 in. (4.8 mm).

The longitudinal weld (number 1, Figure C.1) on the reinforcing sleeve shall be fabricated in suitable size and full length butt joint metal to avoid fusing the weld to the skin weld of the pipe.

NOTE: If the original pipe along with number 1 has been shown as thoroughly by ultrasonic methods and it is of sufficient thickness for welding, a fillet step is not necessary.

All weld and welding procedures for construction shall conform to API 2201.

C.2 Small Repair Patches

The thickness of patches should not exceed 3/16 in. (4.8 mm). When the temperature of the base material is below 32 °F (0 °C), low-hydrogen electrodes shall be used. Welding of weld made deposited with low-hydrogen electrodes should be avoided.

All repair and welding procedures for construction shall conform to API 2201.

Examples of small repair patches are shown below in Figure C.2.

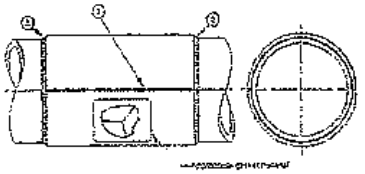


Figure C.1—Reinforcement Repair Sleeve

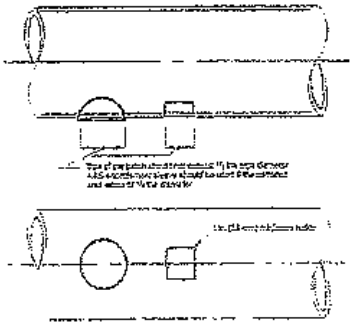


Figure C.2—Small Repair Patches

1220 L Street, NW
Washington, DC 20005-4070
USA

202-682-8000

Additional copies are available through Techstreet:
Phone Orders: 1-800-854-7179 (Toll-free in the U.S. and Canada)
734-555-2765 (local and international)
Fax Orders: 734-555-2848
Online Orders: www.techstreet.com

Information on other API Publications, Programs and Services is available on the Web at www.api.org

Product No. G07001

PAE TECHNICAL SERVICE PUBLIC CO.,LTD.
NDT, TESTING, INSPECTION & ENGINEERING CONSULTANT
Tel : 02) 322-0222 , Fax : 02) 721-2577 , RAYONG : 038) 682208-9

ULTRASONIC THICKNESS MEASUREMENT REPORT

Client :	PTT Global Chemical Public Co.,Ltd.	Report No. :	PAE-UTM-PTTGC7-001/2021
Project Name:	PTT.GC # 7	Test Date :	11 February 2021
Written Examination Procedure No. :	PAE # 008	Job No. :	U-TM-MP

Line No.	8-MEG-2010-E1P0	Size :	8"
Material Spec. :	A312 TP304	Temp. :	50 °c

UT MFR :	OLYMPUS	Model :	38 DL PLUS	Series No. :	130644805
Probe Model :	D - 790 SM	Series No. :	730694	Probe Angle :	0°
Couplant :	GREASE	Frequency :	5 MHz	Sch / Thk	3.73 mm.
Material of Stepwedge :	CS	Calibration Range :	2.5 - 25 mm.	Velocity :	5920

Surface Condition : [✓] On Paint [ ] Smooth [ ] Internal [✓] External

SEE ATTACHED DETAIL & DRAWING

Completed by	INSPECTED BY	REVIEWED BY	REVIEWED BY	APPROVED BY
Company	[redacted]			PTT GC
Signature				
Name				
Date	11 February 2021	11 February 2021	11 February 2021	

Equipment / Piping No. :	8-MEG-2010-E1P0	Refer Master Key Point Dwg. No. :	Corr. Circuit No. :
Site : PTT.GC # 7	UNIT : ETF TO TOCGC	8-MEG-2010-E1P0	

TECHNICAL DATA

Location				Fluid		Design Condition				Operating Condition				Material			Paint			Insulation	
From		To				Pressure		Temp.		Pressure		Temp.									
						Barg	Kg/cm²G	°C		Barg	Kg/cm²G	°C									
						16.5	16.82538	50		4.23	4.313416	48		A312 TP304							
UT Point	Position	Part	Size (Inch.)	SCH	Nom. 1-Feb-06 wt.(mm.)	MAT (min.)	UT date 11-Feb-21 wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	CA (mm.)	SCR (mm/y.)	LCR (mm/y.)	SRL (yrs.)	LRL (yrs.)
1I	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.72										1.92	-0.06	-0.04	-30.08	-49.30
	C				3.76	2.80	4.51										1.71	-0.05	-0.04	-34.29	-45.95
	E				3.76	2.80	3.96										1.16	-0.01	-0.03	-87.22	-35.50
	G				3.76	2.80	4.66										1.76	-0.05	-0.04	-33.08	-46.78
1III	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	3.91										1.11	-0.01	-0.03	-111.28	-34.41
	C				3.76	2.80	4.18										1.38	-0.03	-0.03	-49.41	-40.01
	E				3.76	2.80	4.68										1.88	-0.06	-0.04	-30.73	-48.69
	G				3.76	2.80	4.24										1.44	-0.03	-0.03	-45.12	-41.16
1V	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.26										1.46	-0.03	-0.04	-43.91	-41.54
	C				3.76	2.80	4.42										1.62	-0.04	-0.04	-36.91	-44.42
	E				3.76	2.80	4.03										1.23	-0.02	-0.03	-68.61	-36.99
	G				3.76	2.80	4.25										1.45	-0.03	-0.04	-44.50	-41.35
2I	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.12										1.32	-0.02	-0.03	-55.14	-38.83
	C				3.76	2.80	4.26										1.46	-0.03	-0.04	-43.91	-41.54
	E				3.76	2.80	3.96										1.16	-0.01	-0.03	-87.22	-35.50
	G				3.76	2.80	4.14										1.34	-0.03	-0.03	-53.03	-39.23
2III	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	3.68										0.88	0.01	-0.03	165.42	-28.98
	C				3.76	2.80	4.16										1.36	-0.03	-0.03	-51.13	-39.62
	E				3.76	2.80	5.09										2.29	-0.09	-0.04	-25.89	-54.53
	G				3.76	2.80	4.02										1.22	-0.02	-0.03	-70.56	-36.78
2V	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.68										1.88	-0.06	-0.04	-30.73	-48.69
	C				3.76	2.80	4.60										1.80	-0.06	-0.04	-32.23	-47.43

UT Point	Position	Part	Size (Inch.)	SCH	Nom. 1-Feb-06 wt.(mm.)	MAT (mm.)	UT date 11-Feb-21 wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	CA (mm.)	SCR (mm/y.)	LCR (mm/y.)	SRL (yrs.)	LRL (yrs.)
	E				3.76	2.80	4.46										1.66	-0.05	-0.04	-35.66	-45.11
	G				3.76	2.80	4.47										1.67	-0.06	-0.04	-35.37	-45.28
3I	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.20										1.40	-0.03	-0.03	-47.86	-40.40
	C				3.76	2.80	4.15										1.35	-0.03	-0.03	-52.06	-39.43
	E				3.76	2.80	3.93										1.13	-0.01	-0.03	-99.96	-34.85
	G				3.76	2.80	4.33										1.53	-0.04	-0.04	-40.37	-42.83
3II	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.03										1.23	-0.02	-0.03	-68.51	-36.99
	C				3.76	2.80	4.17										1.37	-0.03	-0.03	-50.25	-39.82
	E				3.76	2.80	4.58										1.78	-0.05	-0.04	-32.64	-47.10
	G				3.76	2.80	4.10										1.30	-0.02	-0.03	-57.50	-38.43
3V	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.52										1.72	-0.05	-0.04	-34.03	-46.12
	C				3.76	2.80	4.25										1.45	-0.03	-0.04	-44.50	-41.35
	E				3.76	2.80	4.46										1.66	-0.05	-0.04	-35.66	-45.11
	G				3.76	2.80	4.52										1.72	-0.05	-0.04	-34.03	-46.12
4I	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.83										2.03	-0.07	-0.04	-28.53	-50.94
	C				3.76	2.80	4.75										1.95	-0.07	-0.04	-29.62	-49.76
	E				3.76	2.80	3.90										1.10	-0.01	-0.03	-118.16	-34.18
	G				3.76	2.80	4.72										1.92	-0.06	-0.04	-30.08	-49.30
4II	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.11										1.31	-0.02	-0.03	-66.29	-38.63
	C				3.76	2.80	4.06										1.26	-0.02	-0.03	-63.16	-37.61
	E				3.76	2.80	4.54										1.74	-0.05	-0.04	-33.66	-46.45
	G				3.76	2.80	4.03										1.23	-0.02	-0.03	-68.51	-36.99
4V	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.16										1.36	-0.03	-0.03	-51.13	-39.62
	C				3.76	2.80	4.57										1.77	-0.05	-0.04	-32.86	-46.94
	E				3.76	2.80	3.87										1.07	-0.01	-0.03	-146.28	-33.51
	G				3.76	2.80	4.16										1.36	-0.03	-0.03	-51.13	-39.62
5I	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.37										1.57	-0.04	-0.04	-38.71	-43.54
	C				3.76	2.80	4.27										1.47	-0.03	-0.04	-43.35	-41.72
	E				3.76	2.80	4.10										1.30	-0.02	-0.03	-57.50	-38.43
	G				3.76	2.80	4.63										1.83	-0.06	-0.04	-31.63	-47.90
5III	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	3.69										0.99	0.00	-0.03	191.20	-29.23

UT Point	Position	Part	Size (inch.)	SCH	Nom. 1-Feb-06 wt.(mm.)	MAT (mm.)	UT date 11-Feb-21 wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	CA (mm.)	SCR (mm/y.)	LCR (mm/y.)	SRL (yrs.)	LRL (yrs.)
	C				3.76	2.80	4.32										1.52	-0.04	-0.04	-40.82	-42.64
	E				3.76	2.80	4.50										1.70	-0.05	-0.04	-34.55	-45.79
	G				3.76	2.80	4.40										1.60	-0.04	-0.04	-37.60	-44.07
5V	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.48										1.68	-0.05	-0.04	-35.09	-45.45
	C				3.76	2.80	4.43										1.63	-0.04	-0.04	-36.59	-44.60
	E				3.76	2.80	4.07										1.27	-0.02	-0.03	-61.51	-37.82
	G				3.76	2.80	4.44										1.64	-0.05	-0.04	-36.27	-44.77
6I	A	Elbow 90°	6"	10S	3.40	2.80	4.54										1.74	-0.08	-0.04	-22.95	-46.45
	C				3.40	2.80	4.40										1.60	-0.07	-0.04	-23.32	-45.62
	E				3.40	2.80	4.29										1.49	-0.06	-0.04	-25.18	-42.10
	G				3.40	2.80	4.36										1.56	-0.06	-0.04	-24.44	-43.37
6III	A	Elbow 90°	6"	10S	3.40	2.80	4.19										1.39	-0.05	-0.03	-26.46	-40.21
	C				3.40	2.80	4.18										1.38	-0.05	-0.03	-26.61	-40.01
	E				3.40	2.80	4.40										1.60	-0.07	-0.04	-24.06	-44.07
	G				3.40	2.80	4.19										1.39	-0.05	-0.03	-26.46	-40.21
6V	A	Elbow 90°	6"	10S	3.40	2.80	3.97										1.17	-0.04	-0.03	-30.87	-35.72
	C				3.40	2.80	4.25										1.45	-0.06	-0.04	-25.65	-41.36
	E				3.40	2.80	3.83										1.03	-0.03	-0.03	-36.02	-32.59
	G				3.40	2.80	4.20										1.40	-0.05	-0.03	-26.32	-40.40
7I	A	Pipe	6"	10S	3.40	2.80	3.66										0.86	-0.02	-0.03	-49.74	-28.48
	C				3.40	2.80	4.00										1.20	-0.04	-0.03	-30.08	-36.36
	E				3.40	2.80	4.06										1.26	-0.04	-0.03	-28.71	-37.61
	G				3.40	2.80	4.07										1.27	-0.04	-0.03	-28.51	-37.82
8I	A	Elbow 90°	6"	10S	3.40	2.80	3.90										1.10	-0.03	-0.03	-33.08	-34.18
	C				3.40	2.80	4.22										1.42	-0.05	-0.03	-26.04	-40.78
	E				3.40	2.80	3.87										1.07	-0.03	-0.03	-34.24	-33.51
	G				3.40	2.80	4.39										1.59	-0.07	-0.04	-24.15	-43.90
8III	A	Elbow 90°	6"	10S	3.40	2.80	3.93										1.13	-0.04	-0.03	-32.06	-34.85
	C				3.40	2.80	3.87										1.07	-0.03	-0.03	-34.24	-33.51
	E				3.40	2.80	4.37										1.57	-0.06	-0.04	-24.34	-43.54
	G				3.40	2.80	4.26										1.46	-0.05	-0.04	-25.53	-41.54

UT Point	Position	Part	Size (Inch.)	SCH	Nom. 1-Feb-06 wt.(mm.)	MAT (mm.)	UT date 11-Feb-21 wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	UT date wt.(mm.)	CA (mm.)	SCR (mm/y.)	LCR (mm/y.)	SRL (yrs.)	LRL (yrs.)
8V	A	Elbow 90°	6"	10S	3.40	2.80	4.33										1.53	-0.06	-0.04	-24.74	-42.83
	C				3.40	2.80	4.17										1.37	-0.05	-0.03	-26.76	-39.82
	E				3.40	2.80	4.38										1.58	-0.07	-0.04	-24.25	-43.72
	G				3.40	2.80	4.33										1.53	-0.06	-0.04	-24.74	-42.83
							UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By	UT By
							PAE														
							Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.	Chk by.

Note :

INSPECTION REPORT

FOR

PTT GLOBAL CHEMICAL

Line No.

8-MEG-2010-E1P0

Inspection By : PAE TECHNICAL SERVICE PUBLIC CO., LTD.
Work Order No. : -
Location : -
Report No. : PAE-UTM-PTT GC7-001/2021
Inspection Date : February 11, 2021
Issue Report Date : March 31, 2021

Item	Description	Total Page
1	Piping Inspection Result	1
2	P&ID	-
3	ISO Drawing	-
4	Checklist	1
5	Thickness Measurement Report	5
6	Picture Report	2

Piping Inspection Result

Report No.
PAE-UTM-PTT GC7-001/2021

Client Name : PTT GLOBAL CHEMICAL Line no. : 8-MEG-2010-B1P0 Fluid : -

Area/Location : - P&ID No. : - Inspection Date : 11 February 2021

Acceptance Standard : ASME B31.3 / API 570 ☐ Before used ☐ After used

เหตุผลการตรวจสอบ ■ ตรวจสอบความเสี่ยงการซ่อมบำรุง ☐ ขยายผลท่อเสียหาย ☐ CONFIRM การใช้งาน ☐ CUI Corrosion Program

Summary :

ได้ดำเนินการตรวจสอบ Pipe Line No. 8-MEG-2010-B1P0 ตาม Work order no. -

โดยมีการตรวจสอบ ด้วยวิธี Visual Inspection (VT) การตรวจสอบสภาพภายนอกด้วยสายตา เพื่อตรวจสอบและตรวจสอบความหนา (UTM) โดยผลการตรวจสอบ มีรายละเอียดดังนี้

Inspection Result :

Item	Picture	Result	Recommendation	Remark
All	All	สภาพทั่วไปปกติ	N/A	

NDE :

- Visual Inspection (VT) :
- Ultrasonic Thickness Measurement (UTM) :

Recommendation :

PAE TECHNICAL SERVICE	EXTERNAL INSPECTION CHECKLIST FOR PIPING INSPECTION	Report No. PAE-UTM-PTT GC7-001/2021 Page : 1 of 1

Client Name : PTT GLOBAL CHEMICAL Line no. : 8-MEG-2010-E1P0 Fluid : -

Area/Location : - P&ID No. : - Inspection Date : 11 February 2021

Acceptance Standard : ASME B31.3 / API 570 ☐ Before used ☐ After used

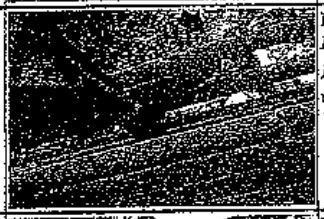
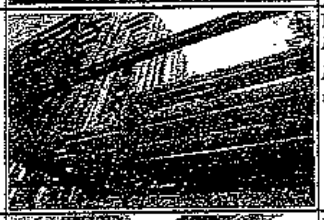
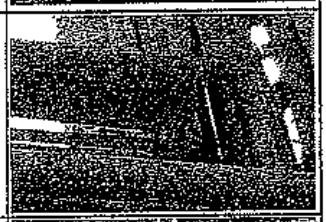
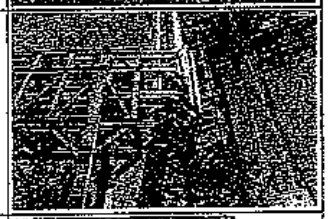
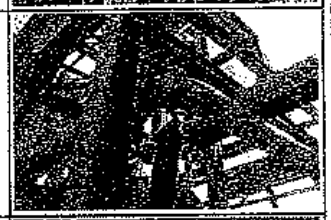
PART	CONDITION						
A. Pressure Containment							
1 Pipe and fitting (Pipe, Elbow, Reducer)	☐	N/A	☑	Normal	☐	Abnormal	
2 Flange connection (Flange, Gasket, Bolt&Nut)	☐	N/A	☑	Normal	☐	Abnormal	
3 Nozzle Connection (Vent, Drain, Pressure Indicator, Temp. Indicator)	☐	N/A	☑	Normal	☐	Abnormal	
4 Branch Connection Point (T-Joint Welded or Threaded)	☐	N/A	☑	Normal	☐	Abnormal	
5 Valves (Valve Flanged, Valve Welded, Valve Threaded)	☐	N/A	☑	Normal	☐	Abnormal	
6 Steam Tracing / Electric Heat Tracing	☐	N/A	☑	Normal	☐	Abnormal	
7 Existing Temporary Stop Leak (Clamping, Wrapping, Patching)	☑	N/A	☐	Normal	☐	Abnormal	
B. Support							
1 Pipe support (Pipe shoe, Brace Clamp, U Bolt, Guide, Leg)	☐	N/A	☑	Normal	☐	Abnormal	
2 Support Structure (Beam)	☐	N/A	☑	Normal	☐	Abnormal	
3 Spring Support (Standing / Hanging)	☑	N/A	☐	Normal	☐	Abnormal	
C. Insulation							
1 Cladding	☑	N/A	☐	Normal	☐	Abnormal	
2 Insulation	☑	N/A	☐	Normal	☐	Abnormal	
3 Sealing (Plastic Plug, Screw, Silicone Sealant)	☑	N/A	☐	Normal	☐	Abnormal	
4 Insulation support	☑	N/A	☐	Normal	☐	Abnormal	
NDE							
1 Thickness Measurement	☐	N/A	☑	Accept	☐	Not Accept	
2 Liquid Penetrant Testing	☑	N/A	☐	Accept	☐	Not Accept	
3 Other_____	☑	N/A	☐	Accept	☐	Not Accept	

Note :

PAE TECHNICAL SERVICE

Picture Report

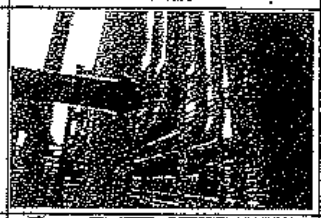
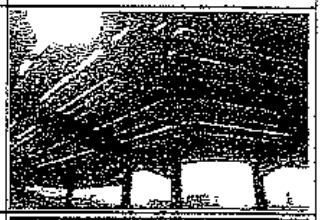
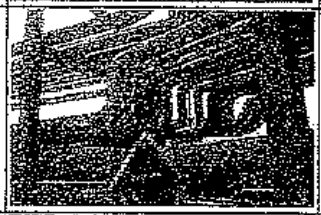
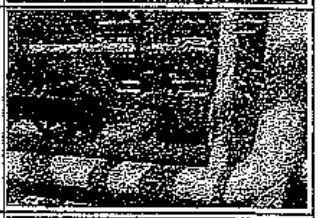
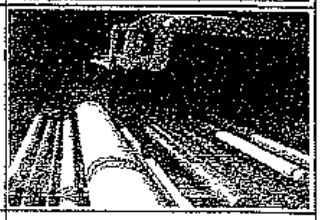
Report No.
PAE-UTM-PTT GC7-001/2021

Description	Picture	Description	Picture
Picture No. 1 *Rack No. : -* *Description :* ไม่พบความเสียหาย		Picture No. 2 *Rack No. :-* *Description :* ไม่พบความเสียหาย	
Picture No. 3 *Rack No. :068* *Description :* ไม่พบความเสียหาย		Picture No. 4 *Rack No. :089* *Description :* ไม่พบความเสียหาย	
Picture No. 5 *Rack No. :11-BX-1* *Description :* ไม่พบความเสียหาย		Picture No. 6 *Rack No. :119* *Description :* ไม่พบความเสียหาย	
Picture No. 7 *Rack No. :191* *Description :* ไม่พบความเสียหาย		Picture No. 8 *Rack No. :PD-BX-1* *Description :* ไม่พบความเสียหาย	
Picture No. 9 *Rack No. :PD-01* *Description :* ไม่พบความเสียหาย		Picture No. 10 *Rack No. :E03-237* *Description :* ไม่พบความเสียหาย	
Picture No. 11 *Rack No. :E03-201* *Description :* ไม่พบความเสียหาย		Picture No. 12 *Rack No. : E03-196* *Description :* ไม่พบความเสียหาย	
Picture No. 13 *Rack No. :E03-173* *Description :* ไม่พบความเสียหาย		Picture No. 14 *Rack No. :E03-166* *Description :* ไม่พบความเสียหาย	

PAE TECHNICAL SERVICE

Picture Report

Report No.
PAE-UTM-PTT GC7-001/2021

Description	Picture	Description	Picture
Picture No. 15 *Rack No. : E3-BX-1* *Description :* *ไม่พบความเสียหาย*		Picture No. 16 *Rack No. :E03-100* *Description :* *ไม่พบความเสียหาย*	
Picture No. 17 *Rack No. :E03-91* *Description :* *ไม่พบความเสียหาย*		Picture No. 18 *Rack No. :E03-061* *Description :* *ไม่พบความเสียหาย*	
Picture No. 19 *Rack No. :E03-054* *Description :* *ไม่พบความเสียหาย*		Picture No. 20 *Rack No. :E03-009* *Description :* *ไม่พบความเสียหาย*	
Picture No. 21 *Rack No. :E03-004* *Description :* *ไม่พบความเสียหาย*		Picture No. 22 *Rack No. :E03-001* *Description :* *ไม่พบความเสียหาย*	

Severity Levels

Damage Mode	Damage Mechanism	Severity Level	Description	Recommendation	Condition	Int/Ext Damage	Repair Interval
Thinning	Corrosion (Localized, General etc.), Erosion, pitting, CUI, Mechanical damage : wall loss, Scratch		Leak	Stop leak, Repair or Replace	All	All	Immediately
			T < Tmin	Strengthening, Repair or Replace	SD	All	Immediately
					Critical	All	Within 2 Weeks
			RL < 5 Yrs	Strengthening, Repair or Replace	SD	All	Immediately
					Critical	All	Within Half life
			RL > 5 Yrs and Tmin < T < Talert	Painting	All	External	Within 3 Months
				Monitoring /Repair or Replace [1]	All	External	Half life
		Thinning-B	Depth > 0.5 mm. and T > Talert	Painting	All	External	Within 4 Months
				Monitoring	All	Internal	Half life
Thinning Tube HE	Corrosion (Localized, General etc.), Erosion, pitting, CUI, Mechanical damage : wall loss, Scratch		Wall Loss > 40% or Remain thickness < 60%	Re-Tube, plug	All	All	Immediately
		Tube-B	Wall Loss 30% - 40%	Re-Tube, plug, Monitoring		All	Within 5 Year
		Tube-C	Wall Loss 20% - 30%	Monitoring		All	Within 5 Year
		Tube-D	Wall Loss 10% - 20%	Monitoring		All	Within 10 Year
Heater Coil Creep	Bulging, sagging		more than 5 Tube diameters	Replace	All	N/A	Immediately
			between 3-5 Tube diameter	Micro Structure Test , MAG Evaluation		N/A	Immediately
		Bulging-C	less than 3 Tube diameters	Monitoring		N/A	Within 5 Year
		Bulging-A	more than 5% growth	Replace		N/A	Immediately
		Bulging-B	between 3-5% growth	Micro Structure Test, MAG Evaluation		N/A	Immediately
		Bulging-C	less than 3% growth	Monitoring		N/A	Within 5 Year
Crack	Stress Corrosion Cracking, Corrosion Cracking		Leak, Crack through the wall	Stop leak, Repair or Replace, MAG Evaluation	All	All	Immediately
			Crack through the wall	Stop leak, Repair or Replace, MAG Evaluation	All	All	Immediately
					Critical	All	Within 2 Weeks
Lining Deterioration			Lining Damage	Repair/Replace	All	All	Immediately
Painting							
Painting Deteriorate Painting Damage	ที่หุ้มร้อน, บวมพอง ไม่หุ้มร้อน, Chalk	Paint-A	ผิวหุ้มร้อน, ที่บวมพองเห็นเนื้อเหล็ก เสียหายมากกว่า 20% ของพื้นที่	Re-Blast Painting	All	All	Within 2 Years
		Paint-B	ผิวหุ้มร้อน,ที่บวมพองเห็นเนื้อเหล็ก เสียหายไม่เกิน 20% ของพื้นที่	Repair Painting or Spot Area Painting	All	All	Within 3 Years
			เริ่มเห็นเป็นชั้น intermediate เสียหายเกิน 50% ของพื้นที่				
		Paint-C	ที่บางพื้นที่ intermediate เสียหายไม่เกิน 50% ของพื้นที่	Repair Painting	All	All	Within 4 Years
			ที่เป็นหุ้ม ขุมคิดปี เริ่มหาย แต่ยังไม่ถึงชั้น intermediate ไม่จำเป็นที่จะต้องซ่อมแซม				
Insulation Damage	Cladding เกิดCorrosion เป็นสนิม ยุบหายไป Cladding เกิดรูรั่ว, บุบ, หลุด ตะเข็บแตก, เปิดออก Cladding Silicone เสื่อมสภาพ ตะกาดยึด plug หลุด เสื่อมสภาพ Insulation ชื้นไม่เต็ม, Insulation ตกท้องช้าง Insulation wire mesh เป็นสนิม (blanket type) Insulation เสื่อม เปียก ชุ่มน้ำ เยิ้มชุ่ม	Insulation-A	Cladding เกิดCorrosion เป็นสนิม ยุบหายไป	Replace	All	All	Within 1 Year
			Insulation เสื่อม เปียก ชุ่มน้ำ เยิ้มชุ่ม	Replace	All	All	
			Insulation ชื้นไม่เต็ม	Replace	All	All	
		Insulation-B	Cladding เกิดCorrosion เป็นสนิม	Replace	All	All	Within 2 Year
			Cladding เกิดรูรั่ว, บุบ, หลุด ตะเข็บแตก, เปิดออก	Repair	All	All	
			Cladding Silicone เสื่อมสภาพ หลุดออก	Repair	All	All	
			ตะกาดยึด plug หลุด เสื่อมสภาพ	Replace/Reseal	All	All	
		Insulation-C	Insulation wire mesh เป็นสนิม (blanket type)	Replace	All	All	Within 3 Years
			Insulation ตกท้องช้าง	Replace	All	All	
Leak	จากรั่วซึมที่เกิดจาก Thinning เช่น ปลายรั่ว, Fitting รั่ว, ฯลฯ		Leaking	Repair/Replace	All	All	Immediately
			รั่วมาก ที่ไม่สามารถซ่อมได้ ใช้ Sealing ชั่วคราวไม่ได้ ต้องรีบซ่อมทันที	Repair/Replace	All	All	Immediately
Other	การเกิดการเสียหายเนื่องจากการปฏิบัติงานผิด	Other-M	ชิ้นส่วนที่ไม่อยู่ในเงื่อนไข Severity ข้างต้น ที่ต้องซ่อมแซมเร่งด่วนเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดอุบัติเหตุ	Repair/Replace	All	All	Depend on severity

* Note :

[1] ขึ้นอยู่กับปัจจัยของการเสื่อมสภาพ และองค์ประกอบ การใช้งาน และวิจารณญาณของ Inspector

[2] Repair Interval ขึ้นอยู่กับงานซ่อมชุดนี้ เกี่ยวข้องกับ ที่จะสามารถตรวจสอบการเสื่อมในการวางแผนการซ่อมแซมเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการชำรุดเสียหายของอุปกรณ์

Remark : Repair Painting and Insulation ให้วิศวกรฝ่ายจัดทำงานประมาณและวางแผนซ่อมแซมทันทีที่มีปัจจัยการชำรุด

➢34ข

เอกสารตัวอย่างการตรวจสอบการรั่วไหลของสารเคมีและการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

GC

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...มกราคม....พ.ศ.... 2566..... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 – Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...มกราคม...พ.ศ.... 2566... .. ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 – Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...กุมภาพันธ์...พ.ศ.... 2566 .....ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 - Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...กุมภาพันธ์....พ.ศ.... 2566..... ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 - Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...มีนาคม....พ.ศ.... 2566..... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 – Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...มีนาคม....พ.ศ.... 2566..... ครั้งที่.....2....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 - Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...เมษายน...พ.ศ.... 2566..... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 – Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...เมษายน...พ.ศ.... 2566..... ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 – Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...พฤษภาคม....พ.ศ.... 2566.... . ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 - Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...พฤษภาคม...พ.ศ.... 2566..... ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 - Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...มิถุนายน...พ.ศ.... 2566..... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 – Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...มิถุนายน...พ.ศ.... 2566. . . ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	Ethylene	✓		
2	Propylene	✓		
3	Butene-1	✓		
4	VCM	✓		
5	EDC	✓		
6	Mix C4	✓		
7	MEG	✓		
8	Methanol	✓		
9	Pipe Bridge	✓		

ระหว่าง Jetty 1 – Jetty 2 (Girder 01-18)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปรกติ	ผิดปรกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

[redacted]

บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

Aromatics/Olefins Movement Operation

W-(U-CM-OP)-INTP-001

การตรวจสอบแนวท่อผลิตภัณฑ์ภายนอก

จัดทำโดย : [redacted]

อนุมัติโดย : [redacted]

รายชื่อผู้ทบทวน

ผู้ทบทวน	ตำแหน่ง	หน่วยงาน

รายการแก้ไข

ครั้งที่	วันที่มีผลบังคับใช้	รายละเอียด	โดย
0	22/02/2020	Migrated (นำเข้าโดยระบบ)	[redacted]
1	19/05/2021	ขอเพิ่มรายละเอียดการทำงาน	
2	14/07/2021	ขอปรับปรุงเอกสาร	
3	19/07/2021	แก้ไขเนื้อหา	
3	31/03/2023	ทบทวนโดยไม่แก้ไข/ Review without change :	

หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

รหัสหน่วยงาน	ชื่อหน่วยงาน
U-CM-OP	Aromatics/Olefins Movement Operation

KPI ที่เกี่ยวข้อง

KPI Measure	Description / Calculation	Target (unit)

กฎหมายที่เกี่ยวข้อง

ชื่อกฎหมาย

เอกสารที่เกี่ยวข้องในระบบ

รหัสเอกสาร	ชื่อเอกสาร
W-(U-CM-OP)-INTP-001	การตรวจสอบแนวท่อผลิตภัณฑ์ภายนอก

เอกสารอ้างอิงภายนอก

ชื่อเอกสาร
แผนที่ขอบเขตการตรวจแนวท่อทั้งในและนอกนิคมมาบตาพุด

สารบัญ

หน้า

1. วัตถุประสงค์

1.1 เพื่อตรวจสอบแนวท่อรับส่งผลิตภัณฑ์ที่อยู่บนดิน (Above Ground) และฝังอยู่ใต้ดิน (Under Ground) ซึ่งเชื่อมต่อระหว่าง บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ไปสู่ ลูกค้าภายในกลุ่ม GC และลูกค้าภายนอกกลุ่ม GC ที่ติดตั้งอยู่บริเวณนอกโรงงาน ที่อาจได้รับความเสียหายจากการขุดหรือเผาหญ้าบริเวณแนวท่อหรือกระทำการใดๆที่มีผลกระทบกับแนวท่อ อุปกรณ์ ป้ายเตือน

1.2 ปฏิบัติตามสำนักนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

1.3 ปฏิบัติตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงพลังงาน กรมธุรกิจพลังงาน

2. ขอบเขต

2.1 ใช้ในการตรวจสอบแนวท่อรับส่งผลิตภัณฑ์ของพนักงานสังกัด U-CM-OP ซึ่งแบ่งออกได้ดังนี้

2.1.1 ตรวจสอบแนวท่อรับส่งผลิตภัณฑ์จากบริษัท โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ถึงลูกค้าภายในกลุ่ม GC และลูกค้าภายนอกกลุ่ม GC บริเวณนิคมมาบตาพุดควบคู่กับบริษัท EFT

2.1.2 ตรวจสอบแนวท่อรับส่งผลิตภัณฑ์จากบริษัท โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ลูกค้าภายในกลุ่ม GC และลูกค้าภายนอกกลุ่ม GC บริเวณนิคม RIL นิคมมาบตาพุดควบคู่กับบริษัท RPL

2.1.3 ตรวจสอบแนวท่อส่งผลิตภัณฑ์จากบริษัทภายนอกนิคมมาบตาพุดจากนิคมมาบตาพุดถึงบริษัท IRPC จำนวนสองผลิตภัณฑ์ (Line 4 inch , Line 8 inch) ตามแนวถนนสาย 36 ระยะทางประมาณ 33 ก.ม.

3. หน้าที่และความรับผิดชอบ

3.1 หน่วยงาน U-CM-OP

- GPC Interconnecting pipeline and Truck loading มีหน้าที่ ตรวจสอบแนวท่อรับส่งผลิตภัณฑ์ BEC และแจ้งทีมซ่อมบำรุง พร้อมทั้ง ตอบโต้แผนภาวะฉุกเฉิน

3.2 หน่วยงาน U-TM-CM

- GPC Interconnecting pipeline Maintenance มีหน้าที่ ซ่อมบำรุงรักษา สนับสนุนแผนภาวะฉุกเฉิน

3.3 หน่วยงาน T-II-IP

- Team Inspection มีหน้าที่ ตรวจสอบแนวท่อรับส่งผลิตภัณฑ์ ความหนา อายุการใช้งาน ผิวท่อ อื่นๆ

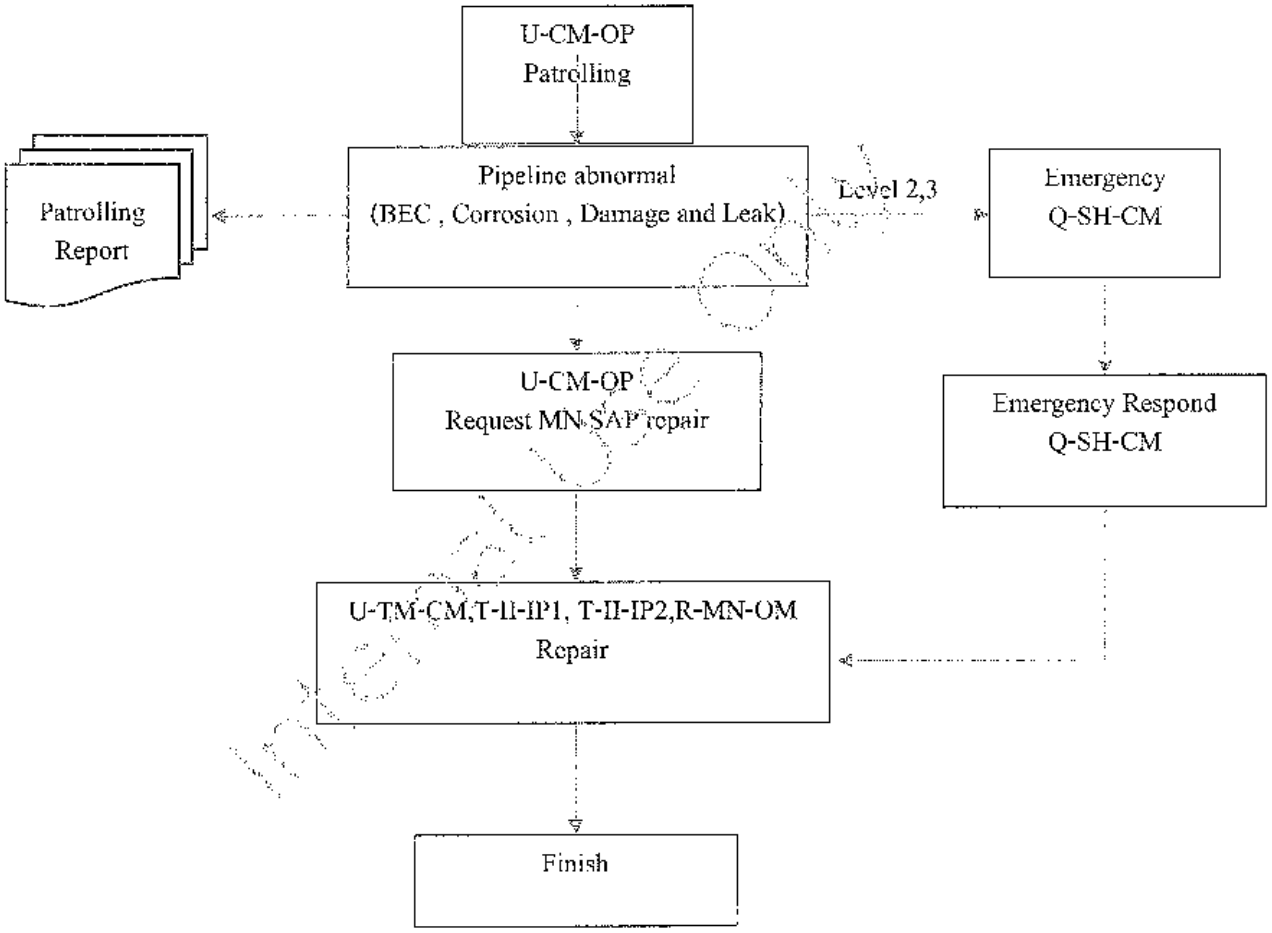
3.4 หน่วยงาน R-MN-MO

- Civil มีหน้าที่ ซ่อมบำรุงท่อ โครงสร้าง Pipe rack ขุดดิน
- Scaffolding มีหน้า ติดตั้งนั่งร้าน

3.5 หน่วยงาน Q-SH-CM

- มีหน้าที่ ทีมตอบโต้แผนภาวะฉุกเฉิน

4. WORKFLOW



5. รายละเอียดการดำเนินงาน

5.1 แนวทางการปฏิบัติงานของผู้ตรวจแนวท่อ

5.1.1 ติดต่อประสานงานผู้ดูแลพื้นที่

5.1.2 ตรวจสอบแนวท่อรับส่งผลิตภัณฑ์ด้วยสายตา เช่น ผิวท่อ,อุปกรณ์ที่ติดกับท่อรับส่งผลิตภัณฑ์,โครงสร้าง,Pipe rack,ป้าย Warning sign,Vent sleeve lapping เป็นต้น

5.1.3 ตรวจสอบจุด Vent , Dain , Flange ด้วย Snoop และ Gas detector

5.1.4 เมื่อพบผู้ปฏิบัติงานทำงานใกล้กับแนวท่อ

5.1.4.1 เข้าพูดคุยกับผู้ปฏิบัติงาน เพื่อทราบว่าทำงานอะไร บริษัทอะไร ระยะเวลาที่ทำ

5.1.5 ออก Request MN เมื่อพบสิ่งผิดปกติกับแนวท่อ

5.1.6 ขออนุญาต กนอ. EFT แขวงการทาง หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อเข้าทำงานในพื้นที่

5.1.7 Empty pipeline เพื่อทำการซ่อมบำรุงหรืองานก่อสร้างเพิ่มเติม จะต้องมีการต่อท่อ Hard pipe to flare และมีการป้องกันผลกระทบที่จะเกิดต่อสิ่งแวดล้อมภายนอก อาทิเช่น กลิ่น , เสียง ,การปนเปื้อน

5.1.8 Commissioning line เมื่อซ่อมเสร็จ

5.2 เส้นทางการตรวจสอบแนวท่อ

5.2.1 Right of Way Rack PTT-09(หลัง PTT) ถึง PTT-07(ริมคลองชากหมาก)

5.2.2 Right of Way Rack PTT-06(ริมคลองชากหมาก) ถึง PTT-05(หลัง TOT)

5.2.3 Right of Way Rack PTT-04(หลัง TOT) ถึง PTT-03(ข้าง TPE)

5.2.4 Right of Way Rack PTT-02(ข้าง TPE) ถึง PTT-01(ข้าง TPAC)

5.2.5 Rack เหมราช E03-BX-1(หลัง PDH/TOL) ถึง TOCGC(ถนน 3092)

5.2.6 Rack เหมราช G2-BX-1 ถึง G2-BX-3 ถนน G2 นิคมเหมราช

5.2.7 Rack R-1 road (ถนนหน้า PTTGC2)

5.2.8 I-1 Road

5.2.9 I-2 Road

5.2.10 I-4 Road

5.2.11 Rack RPL(L5) ข้าง PTTGC2 & PTTGC3 คลองชากหมาก

5.2.12 Corridor Rack ระหว่าง PTTGC3 กับ บริษัทวินิจไทย

5.2.13 Rack Asia(PTT-BX-3) ตั้งแต่สี่แยกผาแดง ถึง ด้านหลัง PTTGC11

5.2.14 Rack PTT-01(ข้าง TPAC) ถึง PTTGC7

5.2.15 Rack I1-BX-3(ถนนด้านหน้า PTTGC7)

5.2.16 I-8 Road ตั้งแต่บริษัทไทยเชียงกง ถึง I8-BX-21(East Jetty)

5.2.17 Underground to IRPC 3191/36 road

5.2.18 RPL Pipe rack

5.2.19 Block culvert I-17, Block culvert I-4

5.3 ในภาวะฉุกเฉิน

5.3.1 กรณีตรวจแนวท่อรับส่งผลิตภัณฑ์ รั่วไหลในปริมาณมาก

5.3.2 เบื้องต้นติดต่อประสานงาน Supper visor GPC Interconnecting pipeline and Truck loading

5.3.3 แจ้งศูนย์ EFT ปิดกั้นพื้นที่

5.3.4 ติดต่อประสานงาน Duty P-T Team เพื่อตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน

6. ภาคผนวก

6.1 คำจำกัดความ

6.1.1 ลูกค้าภายนอกกลุ่มGC หมายถึง บริษัทที่ตกลงซื้อขายผลิตภัณฑ์จาก GC เช่น PTT/SCG/BST/VNT ฯลฯ

6.1.2 ลูกค้าภายในกลุ่ม GC หมายถึง ผู้จัดส่งหรือรับผลิตภัณฑ์ภายในกลุ่ม GC เช่น GC2/GC3/GC4/GC5/GC6/BPE/BTF ฯลฯ

6.1.3 แนวท่อรับส่งผลิตภัณฑ์ หมายถึง แนวท่อที่ฝังอยู่ใต้(Under Ground)และบนพื้นดิน (Above Ground) ซึ่งเชื่อมต่อกันระหว่างบริษัท โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ถึงลูกค้า ทั้งภายในโดยรอบพื้นที่นิคมมาบตาพุดและภายนอกนิคมมาบตาพุด

6.1.4 ป้ายเตือน หมายถึง ป้ายแสดงแนวท่อที่ปักอยู่เหนือแนวท่อโดยมีข้อความระบุอันตรายจากท่อส่งก๊าซที่วางอยู่ใต้ดิน พร้อมเบอร์โทรศัพท์ติดต่อของบริษัท โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)และหมายเลขแสดงนัมเบอร์ป้าย

6.1.5 รถยนต์ตรวจแนวท่อ หมายถึง รถยนต์ที่ใช้ในการตรวจสอบแนวท่อเป็นการเฉพาะ ซึ่งจำเป็นต้องมีอุปกรณ์ต่างๆ เช่น วิทยุสื่อสาร,เชือกกั้นเขต,Gas Detector,กรวยจราจร,กล้องถ่ายรูป,ไฟฉาย,กล้องส่องทางไกล

6.1.6 ศูนย์บูรพา หมายถึง ศูนย์ควบคุมระบบการรักษาความปลอดภัยและการติดต่อสื่อสารของบริษัทพีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

6.1.7 ผู้ตรวจแนวท่อ หมายถึง พนักงานในสังกัดของแผนก U-CM-OP ที่ได้รับมอบหมาย

6.1.8 ตรวจทุกวันตั้งแต่เวลา 08:00 – 17:00 น. หากไม่สามารถออกตรวจได้ให้แจ้งผู้บังคับบัญชาเพื่อรอรับคำสั่งการปฏิบัติต่อไป

6.2 ข้อมูลสนับสนุน

6.2.1 แบบฟอร์มรายการตรวจสอบแนวท่อส่งก๊าซ

6.2.2 แผนที่ขอบเขตการตรวจแนวท่อทั้งในและนอกนิคมมาบตาพุด

6.3 แผนการดำเนินงาน

6.3.1 ตรวจทุกวันตั้งแต่เวลา 08:00 – 17:00 น. หากไม่สามารถออกตรวจได้ให้แจ้งผู้บังคับบัญชาเพื่อรอรับคำสั่งการปฏิบัติต่อไป

➢35ข

เอกสารการรับรองจากวิศวกรออกแบบการก่อสร้างถังเก็บ 1,3 Butadieneและ Multi-purpose ระบบท่อขนส่งต่าง ๆ

GC

ที่ กค ๐๕๐๒(๗)/ ๓๖๗๗

ด่านศุลกากรมาบตาพุด
อ.เมือง จ.ระยอง ๒๑๑๕๐

๑๙ ธันวาคม ๒๕๕๖

เรื่อง ผ่อนผันให้ใช้ถังและตารางคำนวณปริมาตรความจุประจำถังพร้อมเครื่องวัดระดับและอุณหภูมิอัตโนมัติประจำถังหมายเลข T-๖๙๘๓-๐๑A , T-๖๙๘๓-๐๑B ซึ่งผ่านการรับรองจากกรมสรรพสามิต

เรียน กรรมการผู้จัดการ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

อ้างถึง หนังสือบริษัทฯที่ C-EX-๕๓๘/๒๕๕๖ ลงวันที่ ๖ ธันวาคม ๒๕๕๖

ตามหนังสือที่อ้างถึง บริษัทฯ พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ขออนุมัติใช้ถังและตารางคำนวณปริมาตรความจุประจำถังพร้อมเครื่องวัดระดับและอุณหภูมิอัตโนมัติประจำถังหมายเลข T-๖๙๘๓-๐๑A และ T-๖๙๘๓-๐๑B ซึ่งผ่านการรับรองจากกรมสรรพสามิต เพื่อตรวจปล่อยผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ส่งออกต่างประเทศ นั้น

ด่านศุลกากรมาบตาพุด ได้พิจารณาแล้วผ่อนผันให้บริษัทฯ ใช้ถังและตารางคำนวณปริมาตรความจุประจำถังพร้อมเครื่องวัดระดับและอุณหภูมิอัตโนมัติประจำถังหมายเลข T-๖๙๘๓-๐๑A และ T-๖๙๘๓-๐๑B ซึ่งผ่านการรับรองจากกรมสรรพสามิต เพื่อตรวจปล่อยผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมต่างประเทศได้ตามระยะเวลาที่กรมสรรพสามิตได้อนุมัติ จนถึงวันที่ ๒๖ กันยายน ๒๕๖๑

ทั้งนี้ให้บริษัทฯ ปฏิบัติตามประกาศกรมศุลกากรที่ ๖๗/๒๕๕๓ เรื่องการอนุมัติผ่อนผันใช้ถังและตารางคำนวณปริมาตรความจุประจำถังที่กรมสรรพสามิตรับรองสำหรับการนำเข้าและส่งออก โดยเคร่งครัด

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

ขอแสดงความนับถือ

นายด่านศุลกากรมาบตาพุด

ด่านศุลกากรมาบตาพุด
โทร.๐-๓๘๖๘-๓๓๗๐ ต่อ ๔๑๑๕
โทรสาร.๐-๓๘๖๘-๓๓๖๙

EASTERN FLUID TRANSPORT CO.,LTD.
บริษัท อีสเทิร์น ฟลูอิด ทรานสปอร์ต จำกัด
2 ถนนเมืองใหม่มาบตาพุดสาย 6 ตำบลห้วยโป่ง อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง 21150
โทรศัพท์ (038) 687513 - 4 โทรสาร (038) 687512

ที่ EFT-161/2561

2 ตุลาคม 2561

เรื่อง อนุมัติก่อสร้างวางท่อเพื่อขนส่งผลิตภัณฑ์ของ GC บน PIPERACK GLOW

เรียน [redacted]
ผู้จัดการฝ่ายหน่วยงานบริหารโครงการของโรงงาน
บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (GC)

อ้างถึง หนังสือของบริษัท GC เลขที่ 22-TP-PP-005/2561 ลงวันที่ 5 กันยายน 2561

สิ่งที่ส่งมาด้วย หนังสือของบริษัท GLOW เลขที่ G-MSG-L-18/013 ลงวันที่ 1 ตุลาคม 2561

ตามหนังสือที่อ้างถึงบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (GC) ได้ส่งแบบวิศวกรรมมาให้ บริษัท อีสเทิร์น ฟลูอิด ทรานสปอร์ต จำกัด (EFT) เพื่อพิจารณา และประสานงานกับเจ้าของโครงสร้างสำหรับวางท่อ ความละเอียดแจ้งแล้วนั้น

บัดนี้ บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (GLOW) ในฐานะเจ้าของโครงสร้างสำหรับวางท่อได้เห็นชอบในรูปแบบการก่อสร้างและให้ GC สามารถดำเนินการก่อสร้างวางท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ตามแบบที่ขออนุมัติมาได้ รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย

ในการนี้ EFT ได้พิจารณารายละเอียดแบบก่อสร้างของ GC เรียบร้อยแล้ว ขอเรียนให้ทราบว่า เป็นไปตามมาตรฐานทางวิศวกรรม สามารถดำเนินการก่อสร้างตามรูปแบบดังกล่าวได้ โดยขณะที่ดำเนินการก่อสร้าง และ/หรือภายหลังการก่อสร้าง หากทาง EFT มีความจำเป็นที่จะต้องขอให้ GC ทำการปรับปรุง และ/หรือ ทำการแก้ไขเพิ่มเติมจากรูปแบบที่ได้เสนอมาดังกล่าว ทาง GC จะต้องดำเนินการปรับปรุง และ/หรือ ทำการแก้ไขตามที่ EFT ได้แจ้งไว้

ทั้งนี้ ขอให้ GC ประสานงานกับเจ้าหน้าที่ของ EFT เพื่อชี้แจงรายละเอียดงานและรับทราบมาตรการด้านความปลอดภัย ก่อนที่จะเข้าพื้นที่ทำงานต่อไป

ในกรณีมีข้อสงสัยหรือต้องการข้อมูลใด ๆ เพิ่มเติมกรุณาติดต่อคุณกนต์ธร พิมเสน (ผู้จัดการโครงการ) เบอร์โทรศัพท์ 038 687 513-4 ต่อ 23

จึงเรียนมาเพื่อทราบและโปรดดำเนินการ

ขอแสดงความนับถือ

[redacted]

ผู้จัดการทั่วไป

สำเนาเรียน : ผู้อำนวยการสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด
คุณหนึ่งตา จินวยน GC

บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ที่ 22-TP-PP-005/2561

5 กันยายน 2561

หนังสือที่อ้างถึง

เรื่อง ขออนุญาตก่อสร้างวางท่อเพื่อขนส่งผลิตภัณฑ์ของบริษัท GC บน PIPERACK

เรียน [redacted]

ผู้จัดการทั่วไป

บริษัท อีสเทิร์น ฟลูอิด ทรานสปอร์ต จำกัด (EFT)

อ้างถึง หนังสือขอนุมัติหลักการของบริษัท EFT เลขที่ EFT-107/2561 ลงวันที่ 11 กรกฎาคม 2561

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. แบบสำหรับการก่อสร้างวางท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ (IFC) ขนาด A3 จำนวน 2 ชุด

2. รายการคำนวณโครงสร้างวางท่อ (IFC) ขนาด A4 จำนวน 2 ชุด

ตามหนังสือที่อ้างถึง บริษัท อีสเทิร์น ฟลูอิด ทรานสปอร์ต จำกัด (EFT) ได้ตอบหนังสือขอนุมัติในหลักการก่อสร้างวางท่อผลิตภัณฑ์ให้กับบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (PTTGC) จำนวน 1 เส้น นั้น กำหนดการก่อสร้างจะเริ่มวันที่ 20 กันยายน 2561 และจะแล้วเสร็จวันที่ 31 มีนาคม 2562 มีรายละเอียดท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ ดังนี้

ITEM	DIAMETER (Inch)	INSULATION (mm.)	CONTAINED	FROM	TO
1	3	-	Methanol	PTTGC 7	P/R PTTGC I-1 road

บัดนี้ บริษัทฯ ได้ดำเนินการออกแบบด้านวิศวกรรมเสร็จเป็นที่เรียบร้อย จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จาก EFT ในการประสานงานกับทางเจ้าของโครงสร้างวางท่อที่เกี่ยวข้อง เพื่อพิจารณาอนุมัติให้บริษัทฯ ดำเนินการก่อสร้างวางท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ดังกล่าว รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย

ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้มอบหมายให้บริษัท พีทีที เมนเทนแนนซ์ แอนด์ เอนจิเนียริง จำกัด เป็นตัวแทนการประสานงานในโครงการนี้ ในกรณีที่มีข้อสงสัยหรือต้องการทราบข้อมูลเพิ่มเติม สามารถติดต่อคุณวรพงษ์ วงศ์กิตติดำรง เบอร์โทร 089-827-7692 หรือคุณนักธพร ต่อนจันทร์ โทร 091-719-5359

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ

[redacted]

(ผู้จัดการฝ่ายหน่วยงานบริหารโครงการของโรงงาน)

หน่วยงานบริหารโครงการของโรงงาน (TP-PP)
โทรศัพท์ 0 3897 1026 และ โทรสาร 0 3899 4111

สำเนาเรียน : [redacted]

[redacted]

สิ่งที่ส่งมาด้วย "_ _"

ENGIE
Glow

Ref. No.: G-MSG-L-18/013

October 1, 2018

Eastern Fluid Transport Company Limited

Attn : General Manager
Eastern Fluid Transport Company Limited

Subject: Permission to access Glow Piperack for Construction of 3 inch Methanol pipeline of GC

Ref. : Letter of Glow SPP3 Company Limited, ref. no. G-MSG-L-18/010 dated July 6, 2018 ("Approves in Principle Letter")

Dear Sir,

Reference to the Approves in Principle Letter, Glow SPP3 Company Limited ("Glow") would like to inform Eastern Fluid Transport Company Limited ("EFT") that PTT Global Chemical Public Company Limited ("GC") has already entered into Piperack Agreement dated October 1, 2018 with Glow ("Agreement") for laying 3 inch Methanol pipeline ("Pipeline") and preliminary information for Glow's insurers as required under the Approves in Principle Letter for such pipeline has been provided to Glow.

Therefore, Glow would like EFT to coordinate with GC for the process of access and permission to construct of Pipeline on Glow's piperack.

During this period, there are many constructions on Glow's piperack. Accordingly, please keep close coordination and communication with Glow in order to ensure that these constructions are going smoothly.

Your cooperation in this matter will highly appreciate.

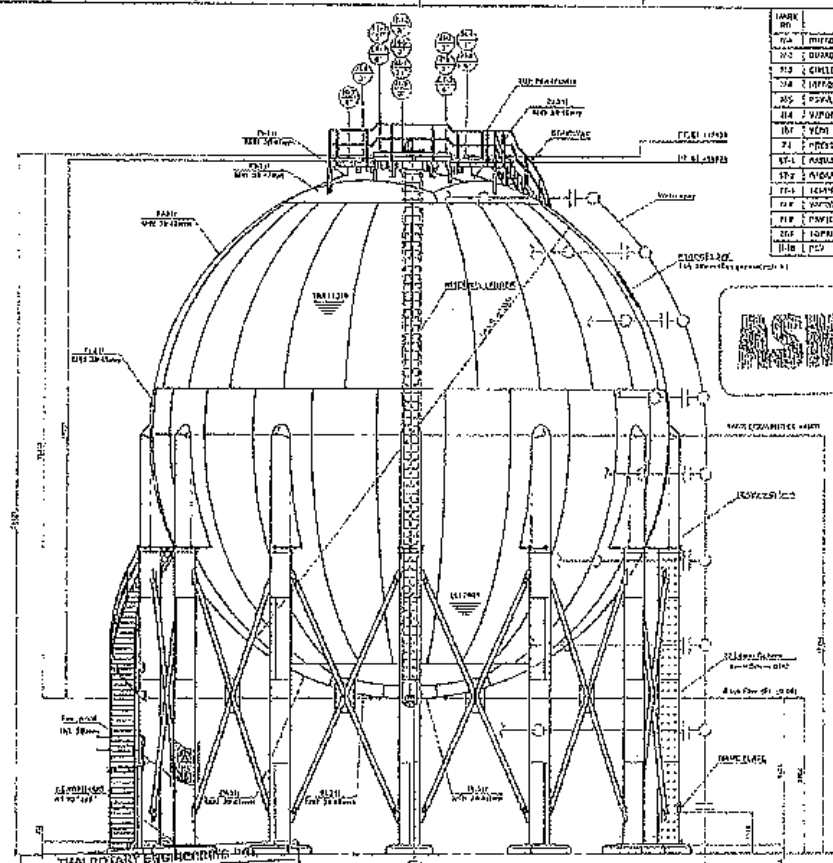
Sincerely yours,

[redacted]
AVP-Marketing and
Business Planning

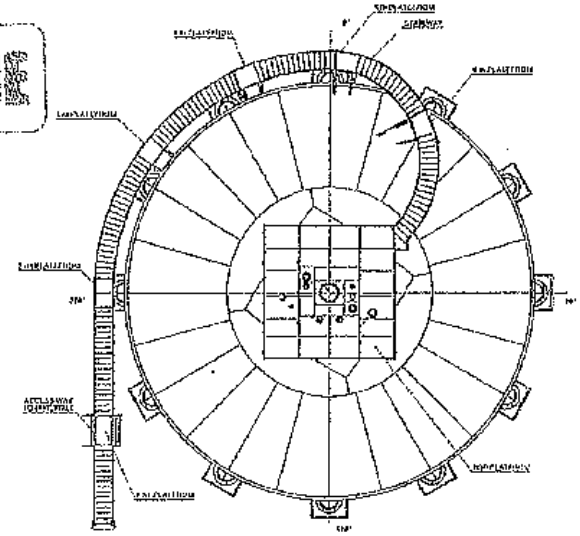
[redacted]
Mrs. Sripraphai Somrattanaphol
Chief Commercial Officer &
EVP Human Resources

CC	Mr Chalit Khaolun	EFT
	Mr Wisit Srinantawong	Glow
	Mr Apichan Janjumr	Glow
	Mr Anuwachai Nathalang	Glow

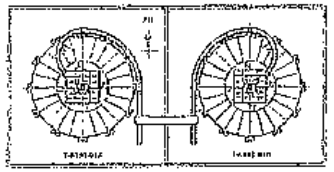
บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด
GLOW SPP 3 COMPANY LIMITED
[illegible]



ASSEMBLY
Scale NTS



PLANE VIEW (T-0983-01B ONLY)
Scale NTS



KEY PLANE
Scale NTS

30 DEC 2013

AS-BUILT

MARK NO.	NOZZLE SERVICE	SIZE (NPS)	NO. OF OPENINGS QTY	SCH	RATING	EQUIVALENT FLOW (BPS/min)	RATING	TYPE OF FACING	CONNECTION (RF = RAISED FACE)	CONNECTION SERVICE (EXTERNAL)	REMARKS
N1A	MIXED GAS INLET	8"	1	-	SA105 CLASS 150	4320	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	8"	FROM	
N1B	MIXED GAS OUTLET	10"	1	-	SA105 CLASS 150	4310	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	10"	FROM	
N1D	CONDENSATE DRAIN/DRAIN	8"	1	-	SA105 CLASS 150	17250	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	8"	TO	
N1E	CONDENSATE INLET	4"	1	-	SA105 CLASS 150	10310	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	4"	FROM	
N1F	VENT	3"	1	-	SA105 CLASS 150	19350	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	3"	TO	
N1G	VENT	3"	1	-	SA105 CLASS 150	19350	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	3"	TO	
N1H	PRESSURE INDICATION	3"	1	-	SA105 CLASS 150	19350	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	3"	TO	
N1I-1	MANUAL DRAIN/DRAIN/WASHOUT	8"	1	-	SA105 CLASS 150	17250	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	8"	TO	
N1J-1	MANUAL DRAIN/DRAIN/WASHOUT	8"	1	-	SA105 CLASS 150	17250	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	8"	TO	
N1K-1	LEAK DETECTION/FLUSH	3"	1	-	SA105 CLASS 150	19350	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	3"	TO	
N1L-1	VENT/FLUSH/LEAK DETECTION	3"	1	-	SA105 CLASS 150	19350	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	3"	TO	
N1M	VENT	3"	1	-	SA105 CLASS 150	19350	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	3"	TO	
N1N	VENT	3"	1	-	SA105 CLASS 150	19350	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	3"	TO	
N1O	LEAK DETECTION/FLUSH	3"	1	-	SA105 CLASS 150	19350	ASME/ANSI B16.5	FLAT FACE	3"	TO	

DESIGN DATA			
DESIGN CODE	ASME SEC. VIII DIV 1 2010 ED. ADD 2013		
CODE STAMP REQUIRED	YES		
DESIGN PRESSURE	3.5		psig
NOMINAL CAPACITY	2500		m³
OPERATING CAPACITY	2300		m³
FLUID HANDLING	EXPLOSIVE GAS		
PRESS.	DESIGN	24V	kgf/cm² G
	OPERATING	1.0	kgf/cm² G
	HYDRO TEST	7.15	kgf/cm² G
TEMP.	DESIGN	121.6	°C
	OPERATING	4	°C
CORROSION ALLOWANCE	3.5		mm
JOINT EFFICIENCY	1.0		
SITE	EXPLORATION GROUP I (TABLE P3)		
POST HEAT	SHOP	NO (NO PWHT)	
HEAT TREATMENT	FIELD	NO (NO PWHT)	
RADIOGRAPHY		YES (SPOT RAD)	
HYDROSTATIC TEST		YES (HYDROSTATIC)	
BLASTING		YES (SEE NOTE 4)	
WEIGHT	EMPTY	410,000	kg
	OPERATING	9,000,000	kg
	FULL WATER	9,000,000	kg
WIND		45	m/s
EARTHQUAKE ZONE		UBC ZONE 4	
TURNAROUND		48	wk
MAWP		121	psig
FIRE PROOFING		YES (SEE NOTE 4)	
WATER SPRAY REQ'D		YES	
TANK SURFACE AREA		1,150	m²
STORAGE VOLUME (NOM)		2,500	m³

MATERIAL SPECIFICATION		
SHELL/VENDOR (NOMINAL)	SA516 Gr. 60	
UPPER COLUMN	SA516 Gr. 60	
LOWER COLUMN	SA516 Gr. 60 (WITH 3 mm CA)	
ROOF	SA516 Gr. 60 (WITH 3 mm CA)	
BASE PLATE	SA516 Gr. 60 (CLASS 1 NO CA)	
STRUCTURAL SURFACE	SA516 Gr. 60	
TRUSS INCH	SA516 Gr. 60	
STRUCTURAL BOLTS	SA193 Gr. B7	
INTERNAL LADDER	SA516 Gr. 60 (NO CA)	
PLATFORM, WALKWAY	SA516 Gr. 60 (NO CA), WELDED	
STAIRS & RELEASE PLATFORM	SA516 Gr. 60 (NO CA), WELDED	
HANDRAILS	CARBON STEEL (GALVANIZED)	
STRUCTURAL (INCH)	SA516 Gr. 60 (WITH 3 mm CA)	
FLOOR (INCH)	SA516 Gr. 60 (WITH 3 mm CA)	
INSULATION PIPES	VENDOR ONLY	
	VENDOR	SA516 Gr. 60 (SAME AS SHELL)
	GASKET	SA193 Gr. B7
	STUD BOLT	SA193 Gr. B7
	NUT	SA194 Gr. 2H

GENERAL NOTES

1. ALL DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.
2. NOZZLE ORIENTATION ANGLE MEASURED FROM STATION LINE TO FLANGE PAGE UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.
3. ALL ANCHOR BOLTS HOLES ARE TANGENTIAL TO THE CENTER LINE UNLESS OTHERWISE SPECIFIED.
4. TYPE OF INSULATION: ALUMINUM SHEET 1.2 mm THICK, ALUMINUM FOIL ACCORDANCE WITH REQ'D STATION.

REV.	DESCRIPTION	BY	CHKD	APPD	DATE
4	ISSUED FOR AS-BUILT	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
3	REVISED TO SUMMARY	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2	ISSUED FOR CONSTRUCTION	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1	ISSUED FOR INTERNAL	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
0	ISSUED FOR APPROVAL	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

CONSULTANTS

PTT GLOBAL CHEMICAL PUBLIC COMPANY LIMITED

PROJECT TITLE

BV PROJECT OFFSITE AREA

PTT MAINTENANCE AND ENGINEERING COMPANY LIMITED

THAI ROTARY ENGINEERING PUBLIC COMPANY LIMITED

TITLE

SURGE STORAGE TANK UNIT NO. T-0983-01B

GENERAL ASSEMBLY

NOZZLE MARK	SIZE	NOZZLE LOAD					
		Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
N1A-N1B	8"	5,434	6,045	9,010	3,840	5,164	5,410
N1D	10"	10,330	10,435	15,350	14,830	19,924	14,980
N1E-N1F	3"	4,820	5,088	8,010	3,840	7,411	8,260
N1G-N1H	1"	1,255	1,500	1,315	514	246	240
N1I-N1J-N1K-N1L	3"	4,464	3,440	3,110	615	823	361
N1M	1"	1,335	1,004	1,315	314	346	310
N1O	2"	1,924	2,310	1,910	615	843	164
N1P	2"	2,400	2,610	1,910	38,810	33,952	38,822

DRAWING NO.	DRAWING TITLE	REV.
T-0983-01B-01-01-1	T-0983 MAIN ASSEMBLY	4
FILE NAME	T-0983-01B-01-01-1_04	

PROJECT TITLE : BUTADIENE STORAGE TANK PROJECT (BV PROJECT OFFSITE AREA)	
OWNER : PTT GLOBAL CHEMICAL PUBLIC COMPANY LIMITED	
LOCATION : PTTGC BRANCH 7 (BTF) MAP TA PUT INDUSTRIAL ESTATE, RAYONG	PROJECT CONTRACT NO. : A-1142
DOC. NO. : T-6983 A/B-001	

Item No. : T-6983 A/B

Title : BUTADIENE STORAGE TANK PROJECT

Description : SPHERICAL TANK, 19,000 MM

			[redacted]
			[redacted]
2	26-Dec-2013	Issued for Construction	Ti[redacted]
1	17-Oct-2012	Issued for Construction	Ti[redacted]
0	23-Aug-2012	Issued for Construction	Ti[redacted]
REV.	DATE	DESCRIPTION	Pr[redacted]

CONTENTS

USER'S DESIGN SPECIFICATION

1. GENERAL

1.1 User is PTT Global Chemical Public Company Limited who will own and/or operate the Spherical Tank

1.2 This specification, together with the related drawings, data sheets, codes and standards, constitutes a complete "User's Design Specification" as required by Part 2, Paragraph 2.2.2 of the ASME Boiler and Pressure Bessel Code, Section VIII, Div.2, 2010 Edition and 2011 addenda .

1.3 Conflicts

1.3.1 If conflicts occur between the User's Design Specification and any other document, drawing, date sheets, specification, code, or standard, it shall be the responsibility of the Spherical Tank Manufacturer to call attention to the discrepancy and request a written ruling or interpretation from the engineer responsible for the User's Design Specification. The Manufacturer is not at liberty to assume which institution shall govern.

1.3.2 All applications for exemptions, exceptions, or interpretations shall be made in writing and shall clearly state the extent of and the reasons for the relief requested, any proposed deviation from this specification shall be submitted to the engineer responsible for this specification to obtain his written approval and the Owner's concurrence, by a revision of this specification.

1.4 The related data sheets and drawings contain requirements in addition to the rules of the ASME Code, Section VIII Div. 2. Brief supplementary requirements that affect the Manufacturer's Design Report are given in this User's Design Specification.

1.5 The principal documents are the date sheets and drawings listed in Para. 2.1 and 2.2 These documents specify or define the following essential design data.

a) Spherical Tank configuration and dimensions

b) Design pressure and temperature

c) Materials of construction

d) Sizes, locations and details of nozzles and manholes

e) Details and locations of attachments

f) Detail drawings for construction

1.6 Qualification of Engineer

An Engineer that signs and certifies a User's Design Specification and Manufacturer's Design Report shall have the licensing or registering authorities under The Engineering of Institute of Thailand Under H.M. The King's Patronage in the level of Associate Mechanical Engineer or higher level.

2. RELATED DOCUMENTS

2.1 Data sheets;

A1142-DS-ME-001_Rev.A : BUTADIENE STORAGE TANK DATA SHEET

2.2 Drawings

Refer to Contractor's General Assembly for T-6983 A/B

2.3 Design Code

ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Div.2, 2010 Edition and 2011 Addenda

ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section II, Part D, 2010 Edition and 2011 Addenda

2.4 Design Specification

PTTCHEM-SP-S-07 : PRESSURE VESSEL

PTTCHEM-SP-S-14 : SPHERICAL STORAGE TANK

PTTCHEM-SP-G-01 : DESIGN BASIS

PTTCHEM-SP-C-02 : DESIGN LOADS AND CRITERIA

3. DESIGIN CRITERIA

3.1 The spherical tank shall be designed in accordance with the ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 2, 2010 Edition and 2011 Addenda.

3.2 Certification shall be per ASME Code Section VIII, Division 2, Part 2

3.3 Design Data

3.3.1 General Description

Item No.	:	T-6983 A/B
Inside Diameter	:	19,000 mm
Type	:	Spherical Tank

3.3.2 Design Pressure,	Internal	:	5 kg/cm2 G
	External	:	Full Vacuum
Design Temperature (Min/Max)		:	-5 / 65 °C
Operating Pressure		:	0.5 kg/cm2 G
Operating Temperature		:	5 °C
Design Liquid Level		:	14,350 mm. from bottom

Design Specific Gravity	:	640 kg/cm3
Liquid stored	:	1.3 Butadiene
Min. Design Metal Temperature	:	-5 °C

3.3.3 Environmental condition will be referred to project specification SP-G-01.

3.4 Design Fatigue Life

The intended operation of this spherical tank is such that a fatigue analysis is not required and the intended spherical tank's operation satisfies the requirements of ASME Code, Section VIII, Division 2, paragraph 4.1.1.4.

Cyclic operation conditions are not applicable.

3.5 Corrosion Allowance

3.5.1 Shell and Nozzles : 3.5 mm.

3.5.2 Support Colum : 0 mm.

3.6 Loads and Load Case Combination

The loads as listed in paragraph 4.1.5.3, Table 4.1.1 of ASME Section VIII, Division 2 are specified as the followings and the loads are not specified will be not applicable in this project.

3.6.1 Design pressure (P) and Static head (Ps) are specified in design data above and data sheet A1142-DS-ME-001.

3.6.2 Dead load (D) must be considered by calculation and refer to project specification SP-S-14 and SP-C-02.

3.6.3 Live load (L) are specified in project specification SP-C-02.

3.6.4 Wind Loads (W)

a) Code	:	As per SP-G-01 Standard Specification, Design Basic
b) Basic wind speed	:	38 m/s
c) Exposure Category	:	ASCE-7 Last Edition (Category D)
d) Importance factor (I)	:	1.15
f) Force coefficient (Cf)	:	0.6

3.6.5 Earthquake Loads (E) : Not applicable

Seismic Zone: U.B.C Zone 0

3.6.6 Snow Loads (S) : Not applicable

3.6.7 Loads due to Deflagration (F) : Not applicable

3.6.8 Load Combination

The design load combination will be considered in paragraph 4.1.5.3, Table 4.1.2 of ASME Section VIII, Division 2 including project specification SP-S-14 and SP-C-02.

3.7 Method of Support

The Spherical tank is to be self supported on columns.

3.8 Lethal Service: No

4. MATERIAL SPECIFICATIONS

SHELL	:	SA516 GR.60
FLANGE	:	SA350 LF2 CL2
FORGED NOZZLE NECK	:	SA350 LF2 CL2
NOZZLE PIPE	:	SA 106-B
INTERNAL PIPE	:	SA 106-B
ELBOWS	:	SA234 WPB
UPPER COLUMN	:	SA516 GR.60
LOWER COLUMN	:	SA516 GR.60
BRACING	:	SA 36 OR EQUAL
BASE PLATE and SLIDING PLATE	:	SA 36 OR EQUAL
TEMPLATE, LINER PLATE	:	SA 36 OR EQUAL
BOLT/NUTS		
External Structure	:	SA 307 GR.B / SA 194 GR.2H (HOT DIP GALV.)
Internal Structure	:	SA 193 GR.B8 CL.1 / SA 194 GR.8
Flange	:	SA193 GR.B7 / SA 194 GR.2H
Anchorage	:	SA 36 (HOT DIP GALV.)
EXTERNAL ATTACHMENT	:	SA516 GR.60

GASKET

Nozzle Flange	:	GROOVED GASKET RF, SS316 + GRAPHITE 89A
Manhole	:	GROOVED GASKET RF, SS316 + GRAPHITE 89A

5. CONSTRUCTION

5.1 The mandatory requirements of the ASME Code shall be interpreted as minimum requirements.

5.2 The spherical tank fabricator shall furnish and install all attachments welded directly to the spherical tank. All attachment welds of non-pressure parts to the spherical tank shall be made with full penetration ground to a generous and smooth concave contour.

5.3 The spherical tank fabricator shall provide full details for shop fabrication. Such details shall be submitted for approval prior to fabrication and should cover.

a) Welding procedures

c) Sequence of fabrication and assemble (including all inspection steps)

d) Hydrostatic testing procedure

e) Quality control procedures (including extent of NDE)

6. INSPECTION AND PRESSURE TESTS

6.1 The spherical tank shall be inspected in accordance with the requirements specified in ASME VIII Div.2 and those procedures listed in Para. 5.3 of this specification.

6.2 The extent of NDE and acceptance criteria shall be in accordance with Para. 7.4.3 & 7.5 of ASME VIII Div.2

6.3 Hydrostatic Tests

6.2.1 The hydrostatically tested pressure shall be held for at least one hour during pressure tests performed at site.

7. OVERPRESSURE PROTECTION

The overprotection system will be responsibility and design by owner that shall be met the requirement of Part 9 of ASME VIII, Div.2

8. OTHER

8.1 LOCATION OF SUPPORT ASME NAMEPLATE

Due to sphere will cover with insulation. Therefore, nameplate needs not to be installed attach with Pressure Retaining. But the location to be installed the nameplate bracket/nameplate which is at sphere leg support.

Table 2-A.1

Typical Certification of Compliance The User's Design Specification

CERTIFICATION OF COMPLIANCE OF
THE USER'S DESIGN SPECIFICATION

I (We), the undersigned, being experienced and competent in the applicable field of design related to pressure vessel requirements relative to this User's Design Specification, certify that to the best of my knowledge and belief it is correct and complete with respect to the Design and Service Conditions given and provides a complete basis for construction in accordance with Part 2, paragraph 2.2.2 and other applicable Requirements of the ASME Section VIII, Division 2 Pressure Vessel Code... 2010... Edition with...2011... Addenda and Code Case(s) ...None... This certification is made on behalf of the organization that will Operate these vessels .....T-6983 A/B.....

(Company name) ..... PTT Global Chemical Public Company Limited...

Certified by :.....[redacted].....

Title and areas of responsibility: Project Engineer / Certified of Process and Mechanical Design.

Date:.....27/10/13.....

Certified by [redacted].....

Title and areas of responsibility: Project Engineer / Certified of Process and Mechanical Design

Date:.....27 10/2013.....

Professional Engineer Seal: (As required).....

.....Not required.....

Date:.....

[redacted]

[redacted]

[redacted]

031180

CERTIFICATION OF COMPLIANCE OF THE MANUFACTURER'S DESIGN REPORT

I (We), the undersigned, being experienced and competent in the applicable field of design related to pressure vessel construction relative to the certified User's Design Specification, certify that to the best of my knowledge and belief the Manufacturer's Design Report is complete, accurate and complies with the User's Design Specification and with all the other applicable construction requirements of the ASME Section VIII, Division 2 Pressure Vessel Code,...2010....Edition with.....2011....Addenda and Code Case(s).....-.....This certification is made on behalf of the Manufacturer ....Thai [redacted]pany Limited.....(MDR No.T-6983-01AB-85-026-1)

Certified [redacted].....

Title and areas of responsibility:...[redacted]eers (Thailand).....

Date:.....3 0 DEC 2013.....

Certified by :.....

Title and areas of responsibility:.....

Date:.....

Professional Engineer Seal: (As required)

.....Not required.....

Date:.....

Authorized InspectoR Review:.....

Date:.....

➢36ข

เอกสารขั้นตอนการตรวจสอบรอยเชื่อมท่อ ด้วยวิธีฉายรังสีของโครงการ

GC

PTT Global Chemical Public Company Limited

Integrity and Inspection

W-(T-II)-012

Inspection of Piping

Created by :

Vice President

Approved by :

Vice President

Reviewer list

Reviewer	Position	Unit Code

Edition records

Rev.	Effective Date	Detail	Updated by
0	25/02/2020	Migrated (นำเข้าโดยระบบ)	System

Related Units

Unit Code	Unit Name
T-II	Integrity and Inspection

Related KPI

KPI Measure	Description / Calculation	Target (unit)
N/A	N/A	N/A

Related Documents

Document ID	Document Name

External Reference Documents

Document Name

Table of Contents

1. Purpose/Objective

Piping systems are inspected at appropriate intervals to provide information on the condition of the piping and avoid unexpected failures. The objective of such inspection is to confirm the mechanical integrity of the piping. This work instruction serves as a basic guide for the Plant Inspector on planning and performing inspection of piping both on and off stream.

2. Scope

This document gives a scheme of examination for both in-service and out-of-service inspection of piping systems. It applies to all piping subjected to pressure or vacuum conditions at PTT Global Chemical plants, including valves, fittings, supports, etc.

It does not apply to submarine piping, non-metallic piping and non-pressurized piping systems such as drain systems, or any instrumentation piping beyond the first isolation valve.

The document is not a detailed inspection manual, as there are many publications serving that purpose, predominantly the API publications listed in the reference section

3. Roles and Responsibility

3.1 Inspection Department

- Inspector is a responsible for preparing the scope of the inspection.
- Perform visual inspection execution activities, inspection report, recorded and updated in database after inspection completed.
- Review the inspection results such as RT, PT/MT, UTM and/or UTM for evaluating the remaining life of equipment for setting next interval inspection
- Review, advise and approval of specifications for repair procedure to ensure the specific technical, work preparation, and quality control are meet the code requirement.

3.2 Maintenance Department

- Providing scaffolds, insulation removal, power supply etc. that are required for shutdown inspection.
- Ensuring the working condition and preparation for proper safe access before inspection activities.

3.3 Corrosion Engineer

- To advice for degradation mechanisms and special corrosion control/monitoring method(s).

4. **Workflow**

5. **Detailed Narrative of Workflow**

5.1 Safety

5.1.1 All necessary permits/clearances in accordance with PTT Global Chemical's Safety Regulations shall be obtained before commencement of inspection activities.

5.1.2 Appropriate Personal Protection Equipment shall be worn in accordance with guidelines in the PTT Global Chemical plant Safety Regulations.

5.1.3 Proper safe access should be provided for inspection to be conducted.

5.1.4 Hammer testing shall not be carried out on live piping and tight adherent scales shall not be removed from the pipe surface because of potential leaks.

5.2 Identification of Piping

5.2.1 All pressure piping systems should be readily identifiable by reference to Engineering Flow Diagrams or Piping Schedules, whereby the location, duty and physical characteristics of the system and its components can be ascertained. Such drawings should be available in the refinery & petrochemical plant.

5.2.2 It is not essential for all systems to be physically identified on site by a unique number, provided the major equipment items (pressure vessels, heat exchangers, pumps, etc) are so marked that the pressure piping attached to them can be identified.

5.3 Inspection of Piping

The following provides general guidelines for the inspection of piping systems that are an integral part of a plant or facility and are subject to internal and external pressures. Process piping requires at least as much attention as stationary equipment. When the inspection of piping systems is not properly organized, unexpected failures are more likely to occur in piping systems than on stationary equipment.

5.3.1 On stream Inspection (OSI) of Piping

Initial assessment of piping to be monitored using an On-stream Inspection Program which shall be established by Inspector following the procedure indicated in Appendix 8.2.

The Area Inspector should generate an OSI piping inspection due list from CMMS approximately 6 months in advance (see also Procedure, On-Stream Inspection).

The Area Inspector, where necessary with the assistance of the Senior Area Inspector, should determine the suitable NDT technique to be applied:

(1) Ultrasonic Thickness Gauging - depending on operating temperature

(2) Radiography - wall thickness profile and weld joint evaluation.

(3) Intelligent Pigging - instrumented pig - carried out on stream - performs simultaneous external and internal wall thickness inspection for piping containing of long radius elbow.

When contract NDT personnel are employed to conduct the work, the Inspector should assist the NDT Contractor to co-ordinate with the Maintenance planning where scaffolds, insulation removal, power supply, etc. are required. Basically, NDT coordinator (contractor representative) will directly contact with scaffolding and insulation work in according to TMLs determined in TFP.

The results are provided to the relevant Area Inspector for further assessment.

5.3.2 External Inspection

External inspection of piping systems for either in-service or out-of-service conditions should include visual checks on the condition of the lines and its components. A checklist is given in Appendix 8.3.

Hammer testing is a useful technique to assess the general conditions of piping, however, it must not be applied on live lines.

5.3.3 External Corrosion

Corrosion can be serious where moisture can gather and any protective coating has broken down. Coating breakdown on paintwork, bitumen wrapping, fiberglass wrapping, etc. can

be localised and is often difficult to detect.

External corrosion on insulated pipelines (below 175°C) can give rise to unexpected failures. Hence piping surveys should be over full length. Likely places to corrode include pipe clamps, dummy supports, pipe rest locations, near sea water front, uninsulated low temperature pipes (sweating pipes), broken insulation locations, interface between buried and unburied sections, etc. Inspection strategy for Corrosion Under Insulation (CUI) is given in Appendix 8.6.

5.3.4 Carbon Steel Piping

Premature failures have been experienced due to corrosion, erosion or a combination of both. Corrosion frequently occurs at stagnant or low flow locations where deposits have settled e.g. dead ends and bends. Locations where a change of direction occurs, e.g. bends, tees, reducers can suffer local erosion by impurities or abrasives carried in the process stream.

Pipe thickness and internal condition can be determined by commonly used NDT techniques such as ultrasonic thickness gauging and radiography.

5.3.5 Stainless Steel Piping

Corrosion rates of these pipes are generally very low. However failures can occur due to thermal fatigue, where significant temperature differences exist, or due to aqueous chloride or polythionic acid stress corrosion cracking. The problem areas are mostly at highly stressed locations e.g. welds, bends, nozzles etc. Additionally Amine and Cl^- stress corrosion cracking generally threaten to this piping as well especially in stagnant locations (e.g. drains, vents). Locations where insulation is poor or broken and internal parts exposed to atmosphere without an alkaline wash are particularly conducive to pitting corrosion. Problems often occur during shutdown.

If internally accessible, these locations should be visually inspected and or dye-penetrant tested. If internally inaccessible, radiographic or ultrasonic inspection should be conducted at selected locations.

It is standard practice in PTTGC (Refinery) to coat externally the stainless steel pipes operating in the range up to 400°C, to prevent external stress corrosion cracking (SCC) during shutdown. Prior to coating, the complete assembly should be thoroughly inspected. Locations under clamp-supports should be checked for crevice corrosion. If the clamped section had not been previously painted or coating is damaged, it should be exposed, visually inspected and/or dye penetrant tested.

5.3.6 Piping in Amine Service

In addition to thickness surveys, carbon steel piping in lean amine service and not stress relieved should be selectively split open at weld joints to inspect for amine SCC. Wet fluorescent magnetic particle inspection is the recommended technique.

5.3.7 Piping in Caustic Soda Service

The carbon steel weld joints of piping systems which are operated above 45°C and have not been stress relieved and have been evaluated to be exposed to caustic soda (even trace levels) should be selectively radiographed or ultrasonically scanned for possible caustic cracking.

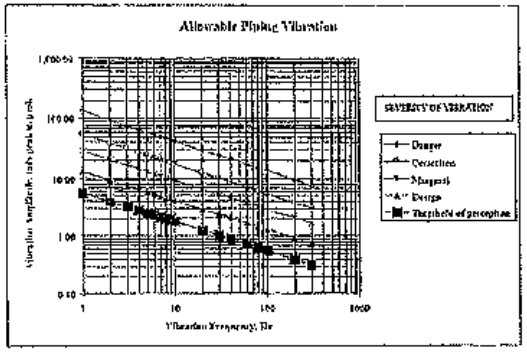
5.3.8 Piping in Creep Range

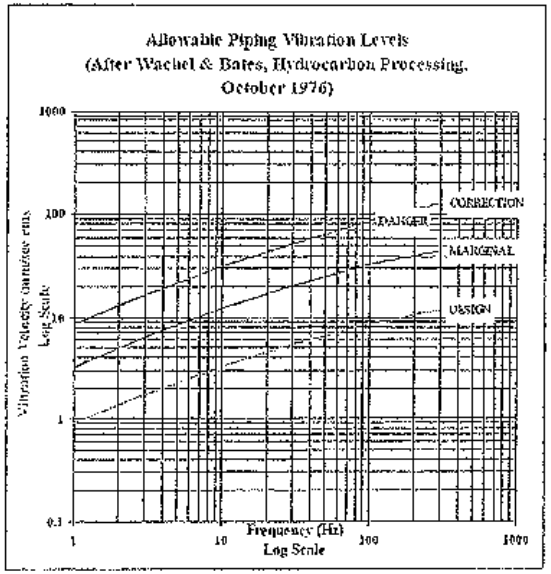
Where a piping system is evaluated to be operated in the creep range, regular selective inspection for creep damage is necessary. The applicable modes of inspection are dye-penetrant, magnetic particle and metallographic examination (e.g. Replica) or a

combination of these methods.

5.3.9 Piping in Cyclic loading

Fatigue is a cracking mechanism that resulted from cyclic loads. These cyclic loads may be associated with pressure fluctuations, resonant loads from machinery mostly a reciprocating type. Since fatigue failures are encountered in the piping system, therefore, inspection with non-destructive techniques should properly be focused where visible shaking. Due to vibration level cannot be examined by visual inspection, special monitoring tools should be applied to confirm its severity based on below figures. Following external inspection and/or site survey where piping vibration detected, MT or PT should be applied at branched welds of small bore tapping (vent, drain, and instrument). RT and advanced inspection techniques (such as shear wave UT and eddy current testing) may be used in special situation.





Classification of piping vibration of different zone given in above figures based on vibration amplitude and vibration velocity where the monitoring function is available inspection tools. In case the vibration level is above marginal line, investigation shall be made for original source (pipe may not be resting on support) if simple correction required e.g. shimming. Some circumstance that piping vibration is in dangerous zone, engineering review is required for modification to reduce vibration, as such NDT inspection shall be carried out.

5.4 Repair Criteria and Rejection Limit

Generally, the acceptable condition of an existing piping system should be such that the remaining corrosion allowance can last till the next planned shutdown based on the calculated rate of corrosion. (There will be cases where the installed thickness is more than the calculated required thickness plus corrosion. In this instance, the calculated minimum could be used). Otherwise, the piping system shall be replaced.

If the wall of piping has thinned below the minimum calculated thickness required by the design standard, the affected area may be reviewed for fitness-for-purpose for the maximum allowable operating pressure using applicable codes or standards. (For example, criteria are given in ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, to assess localised wall thinning of piping). In such cases, the Area Inspector shall approve recommendations for continued operation.

5.5 Welding Repair

Prior to repair, no welding should be carried out on any piping unless the Area Inspector has accepted a repair procedure including an approved welding procedure. The repair procedure should indicate the extent of visual inspection, NDT testing and hydrostatic testing to be carried out.

5.6 Hydrostatic Pressure Test

Replacement and repaired piping should normally be tested at 1.5 times the design pressure at ambient temperature. Where the design pressure is not known, the piping class design limit at ambient temperature should be used accordingly.

When testing a piping system or when testing with other equipment as a system, the test pressure shall be not greater than 1.5 times the design pressure of the weakest component in the system.

In circumstances when a hydrostatic test is not practical, an alternative test is permitted, subject to the approval of the Area Inspector (eg. Golden weld RCR).

Test medium shall be water for general carbon steel pipe, condensate water or water with chlorides content not greater than 30 ppm for stainless steel pipe and approved liquids for specific services. Refer to Procedure (Hydrostatic testing of equipment and piping) and (Witnessing Hydrostatic Pressure Testing of Equipment and Piping), for general requirements.

5.7 Corrosion Review and Setting of Inspection Frequency

5.7.1 Reporting and Data Analysis

For on stream inspection of piping, the thickness data obtained shall be entered into the SAP system or GALIOM system. Comparison should be made against those obtained at previous two consecutive shutdowns/OSI where available. Where thicknesses are found to

be reduced, more measurements should be taken both up and downstream of the monitored points.

From a review of these inspection results, the Inspector should then add new or delete inspection points/sketches, as appropriate.

5.7.2 Inspection Frequency

Corrosion Circuits - Piping

The initial Inspection frequency shall be established following the procedure indicated in Appendix 6.2. All registered piping shall be inspected within four years after it has been commissioned.

On the basis of the three sets of thickness data (refer 5.7.1) the next inspection date and frequency should be determined and updated in SAP or GALIOM.

Other Piping Systems

Piping systems in the process plants that are in relatively mild service (e.g. non-corrosive hydrocarbon, etc.) and are not included in the Corrosion Manuals should also be inspected at certain frequency to verify their fitness for further service. The frequency for this group of piping system is tentatively set at maximum of 12 years.

Utilities piping such as air, water, steam, fuel oil, etc. in the process plants are not inspected at fixed frequency but should be inspected at an ad-hoc basis or when the integrity of the piping is suspected.

Piping systems outside the process plant battery limits should be inspected at maximum frequency of once every 5 years.

5.8 Records

5.8.1 OSI registered piping findings and actions taken shall be recorded in CMMS.

In this record, the following are required:

- Component history; if any
- Highlights
- Recommendations and action taken; if any
- Thickness measurements or other NDT results; if any.

For OSI piping, which is replaced, a set of thickness data should be obtained on the new piping as base measurements for future calculation of corrosion rates.

5.8.2 For piping systems inspected on a once-off basis, the Plant Inspector shall compile all findings,actions taken and recommendations in an inspection report.

5.8.3 All sketches, photographs, results and reports of NDT and other inspection activities shall be properly documented and kept in the Inspection Engineering Equipment Hanging files.

All records on the piping systems shall be kept until the piping is permanently removed from service.

6. Appendix

6.1 Terms and Definitions

A piping system includes all pipes and piping components e.g. flanges, elbows, reducers, nozzles, supports, instrument connections up to first block valve, bellows, threaded nipples if any, instrument thermowell nozzles, vents, drains etc.

CMMS: A computerized inspection data and information management system for refinery piping and equipment.

NDT : Non-Destructive Testing

ANSI : American National Standards Institute

ASME : American Society of Mechanical Engineers

CORROSION CONTROL MANUAL: Manual compiled by Corrosion Engineer inconsultation with multidisciplinary team from various departments i.e. Operations Technology and Maintenance Dept's.

6.2 Corrosion Circuits

6.2.1 The prime objective of the Corrosion Circuits is to provide information on the deterioration rate, corrosion mechanism of the selected locations and also to reduce shutdown inspection activities wherever feasible. The Corrosion Engineer in consultation with the Area Inspector determines selection of piping registration and monitoring points. In the selection process, the following factors should be considered:

a) Process Stream

This should include Pressure, Temperature, Flow Velocity, Corrosivity, Erosivity, Phase separation, Phase change, Toxicity and any other factor deemed relevant.

b) Piping System

Material of construction and its reaction with the process medium/media.

c) Consequence

Consequence of failure.

d) Service Life

Minimum service life available.

6.2.2 A process pipe run may be of significant length and involve several changes of direction, branch connections, fittings, etc. The following forms of degradation should be considered to select monitoring points.

a) Run pipe :-

i) general corrosion

ii) groove corrosion due to stratified flow, liquid/vapour or liquid/liquid interface

b) Outlet components suffers to high velocity and local turbulence e.g. downstream of control valve and reducer.

c) Bends, Tees, Reducers - points of change of direction can suffer local erosion or corrosion. These are normally the first components of a piping system to fail.

d) Stagnant and dead leg

Operating conditions e.g. stratified flow, phase separation turbulence or stagnation at different locations of each piping system may differ significantly, as does the rate of corrosion. The selection of the locations where wall thickness measurements are to be conducted, should take account of which of the circumferential portions of the pipe, elbow or fittings would be most sensitive to internal corrosion or erosion e.g. bottom, side or top, inner or outer radius of an elbow and vent/drain etc.

e) Injection or mixing point

Several corrosion mechanisms associated with injection points have become apparent to refinery operation over the years. Many of these problems have

resulted in highly localized deterioration (corrosion/erosion) and led to piping failure during operation. Therefore it is essential to manage injection points to ensure operation long term in a safe manner in terms of reliability and integrity.

There are three major types of injection points used in refinery and petrochemical plants:

1. Process chemical injection point
2. Wash water injection point
3. Process mixing point

This guideline is setup to be used for implementation in the company. The criteria for assessment is based on NACE practice 34101-"Refinery Injection and process mixing point". In company, we considered the followings criteria to be the injection point inspection.

- Process mixing points that need special attention are points of joining of process stream of differing composition and/or temperature where defined by
  - Delta T > 100 deg C
  - Difference in media composition or different phases present.
- Wash water and Chemical injection points all are injection points requiring special attention.

It is recommended to carry out focused inspection on areas most susceptibility to failure. Set up an inspection circuit to sample/monitor thickness using UT and RT at selected locations in the potential corrosion zone.

Monitoring Scope:

- Defined inspection scopes for pipe & inline mixer are the same scope.
- From upstream 3D or 12" whichever is greater/Downstream to10D or 25ft is the inspection area (may extend to next piece of process equipment).
- Carry out UTM WI every D
- RT every 3D, and one shot for checking quill, If D<6" coverage is all circumference of all 10D; if D>6"coverage every 3D
- Initial inspection interval 3 years based on API-570. After that the inspection interval shall be based on actual CR via RBI process.
- 360 deg around the injection point.

- Change in direction at <10D needs to be inspected
- Impingement point opposite the nozzle shall be inspected.

Recommendations:

- To check that IP installation conforms to design drawing (Extra sch, PWHT etc.)
- Marking of quill orientation
- Register new scope in CMMS against relevant line number.
- Inspection area see below sketch for details

6.2.3 The Corrosion Manuals should be reviewed by the appropriate study team after each major shutdown to verify whether corrosion points need updating to check if all operating conditions are still relevant to the process units.

6.2.4 Since the corrosion manuals (or RBI) determined only degradation mechanisms in consideration of process. However, some associated piping where connecting to vibration source e.g. reciprocating type machinery may be suffered to vibration fatigue. Inspector should report in RBI study, and inspection plan is setup with PT or RT check on bracket welds (vent, drain and instrument tapping). Intensive measurement for vibration spectrum may be required to evaluate vibration level if re-design or additional support required.

6.2.5 Isometric sketches should be prepared of piping systems that require periodic inspection. The isometric sketch should contain information on piping class, material, operating temperature and pressure, service, direction of flow, pipe number, pipe sizes, drains, vents, control and block valves, reducers (concentric/eccentric), R/V & bellows. The isometric should also indicate whether the pipe is insulated or not and show the equipment to which the pipe is connected. Pipe elevation and means of accessibility should also be included

6.2.6 The Area Inspectors will maintain and update all relevant Isometric drawings for their respective areas. They will be responsible for its safe keeping and filing within the Integrity Dept.

6.2.7 Where possible, during construction stage, the provision of inspection windows or insulation covers should be arranged to facilitate future inspection. This should be indicated on marked up isometric sketches.

6.2.8 The relevant information of the registered OSI piping (in isometric sketches) with an initial set of thickness data shall be entered in the CMMS for future reference or computation of corrosion rate.

6.2.9 All registered OSI piping (select representative) should be inspected within 5 years after the plant has been commissioned.

6.3 Checklist for external inspection of piping

1. External corrosion
2. Paint/coating condition/breakdown
3. Insulation condition
4. Damaged insulation/cladding
5. Potential for under-lagging corrosion
6. Cladding applied for personnel protection
7. Corrosion at penetrations
8. Small bore fittings – fatigue, cracking especially for any socket weld, corrosion
9. Screwed fittings
10. Pipe supports/sleepers - condition
11. Freedom for expansion
12. Fretting/local damage to pipe under supports
13. Pipe hanger function (Hot/Cold set –check)
14. Vibrations
15. Leaks at flanges
16. Clamps – registered?
17. Buried sections/soil build-up
18. Steam tracing leaks and functioning properly

19. Steam traps functioning
20. House-keeping/weeds/etc
21. Dead-legs/seldom used lines/low points
22. Sleeves/wrapping intact/damaged

Note: this checklist is intended as a guide for external inspection, covering items that should be considered during inspection of piping. The list is not exhaustive, and the inspector should apply knowledge and experience in the interpretation and application of the inspection findings

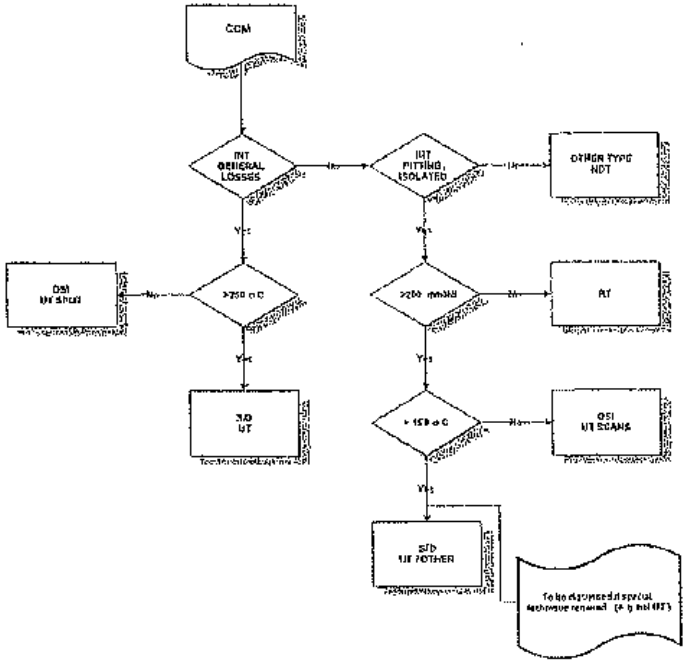
6.4 Other Supporting Information

1) ASME B31.3: Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
2) API RP 570: Piping Inspection Code
3) API RP 574: Inspection of piping, tubing, valves and fittings

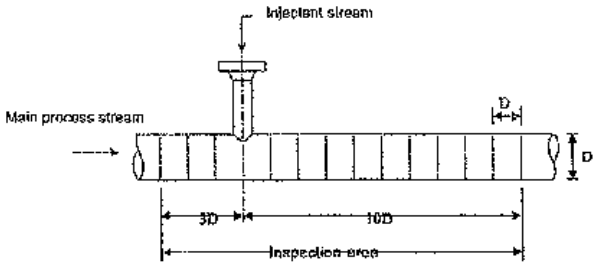
6.5 Implementation Plan

-

6.6 Flow chart to assess OSI applicability for piping inspection



6.7 Sketch for monitoring scheme for injection/mixing point



Note:

UT Grid scan required at spacing "D" or RT profile done over the inspection area

D = Outside diameter of main process stream.

PAE TECHNICAL SERVICE PUBLIC COMPANY LIMITED
NDT, Testing, Inspection & Engineering Consultance
69 Soi On-nuch 64 (Suksawat), Suanluang Road, Suanluang, Bangkok 10250 THAILAND
Tel : BKK : 02 721-2742, Rayong : 038 682209-9

REPORT FOR LIQUID PENETRANT TEST

Report No. : PAE-PT-PTTGC-RJM2020
Date : 9 November 2020
Client : PTT Global Chemical Public Co.,Ltd.
Test Procedure : PAE # 006
Project Name : RJMI-MO
Test Product : ☐ Plate ☐ Pipe ☑ Weld ☐ Other Specify
Name of Parts : Pipe
Material : CS

Stage of Test: ☐ Prepared Edge ☐ Before / After PWHT ☐ Back Chipping ☑ As Welded ☐ Before / After Hydro Test ☐ Other Specify

Surface Preparation: ☐ Grinding ☑ Brushing ☐ Solvent Cleaning

Technique:
- ☐ Water Washable Penetrants
- ☐ Post - Emulsifying Penetrants
- ☑ Solvent - Removable Penetrants

Inspection Method:
- ☑ Visible
- ☐ Fluorescent

Chemical Product:
- Penetrant Magnaflux SKL-SP1
- Cleaner Magnaflux SKC-S
- Developer Magnaflux SKD-S2

Inspection Technique:
- Cleaner Remove
- Penetrant Dwell Time 10 Min
- Developer Dwell Time 7 Min

Application Standard : ASME-V Article 6
Acceptance Standard : ASME B31.3

Line No./ Dwg No.	Sheet No.	Joint No.	Size Length of Weld (mm)	Size Thk.	Weld Type	Welder No.	Results	Remarks
PIPE SUPPORT VRU 2015-T1163A	-	Base Plate 12	200X200	15.00	FW	W-020	ACC	Completed Weld
PIPE SUPPORT VRU 2015-T1163A	-	Base Plate 20	200X200	15.00	FW	W-020	ACC	Completed Weld

☐ Bevels Pass ☐ Root Pass ☑ Cover Pass

COMPLETED BY	[redacted]	CLIENT BY	APPROVED BY
SIGNATURE			
NAME			
DATE			

PAE TECHNICAL SERVICE PUBLIC COMPANY LIMITED
NDT, Testing, Inspection & Engineering Consultance
69 Soi On-nuch 64 (Suksawat), Suanluang Road, Suanluang, Bangkok 10250 THAILAND
Tel : BKK : 02 721-2742, Rayong : 038 682209-9

REPORT FOR LIQUID PENETRANT TEST

Report No. : PAE-PT-PTTGC-RJM2020
Date : 9 November 2020
Client : PTT Global Chemical Public Co.,Ltd.
Test Procedure : PAE # 006
Project Name : RJMI-MO
Test Product : ☐ Plate ☐ Pipe ☑ Weld ☐ Other Specify
Name of Parts : Pipe
Material : CS

Stage of Test: ☐ Prepared Edge ☐ Before / After PWHT ☐ Back Chipping ☑ As Welded ☐ Before / After Hydro Test ☐ Other Specify

Surface Preparation: ☐ Grinding ☑ Brushing ☐ Solvent Cleaning

Technique:
- ☐ Water Washable Penetrants
- ☐ Post - Emulsifying Penetrants
- ☑ Solvent - Removable Penetrants

Inspection Method:
- ☑ Visible
- ☐ Fluorescent

Chemical Product:
- Penetrant : Magnaflux SKL-SP1
- Cleaner : Magnaflux SKC-S
- Developer : Magnaflux SKD-S2

Inspection Technique:
- Cleaner Remove
- Penetrant Dwell Time 10 Min.
- Developer Dwell Time 7 Min.

Application Standard : ASME-V Article 6
Acceptance Standard : ASME B31.3

Line No./ Dwg No.	Sheet No.	Joint No.	Size Length of Weld (mm)	Size Thk.	Weld Type	Welder No.	Results	Remarks
BOTTOM REPAIR 2015-T1163A	-	BW J 1	-	-	BuildUp	W-020	ACC	[illegible]
BOTTOM REPAIR 2015-T1163A	-	BW J 2	-	-	BuildUp	W-020	ACC	[illegible]
BOTTOM REPAIR 2015-T1163A	-	BW J 3	-	-	BuildUp	W-020	ACC	[illegible]

☐ Bevels Pass ☐ Root Pass ☑ Cover Pass

COMPLETED BY	[illegible]	CLIENT BY	APPROVED BY
SIGNATURE			
NAME			
DATE			

➢37ข

เอกสารแบบฟอร์มการขออนุญาตเข้าทำงาน ถ่ายภาพด้วยรังสี (Radiography work Permit) ของโครงการ

GC

ใบอนุญาตทำงานถ่ายภาพด้วยรังสี (Radiography Work Permit)

GC	บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	ใบสั่งงานเลขที่	ใบอนุญาตเลขที่ XXX running number

ผู้ขออนุญาตทำงานฉายรังสี (ชื่อ-สกุล) : _____ สังกัด _____ โทรศัพท์/ช่องวิทยุสื่อสาร _____

วันที่ปฏิบัติงาน ___/___/___ ช่วงเวลา ____ ถึง _____ จำนวนผู้ปฏิบัติงาน _____ คน

ใบอนุญาตทำงานนี้สำหรับ (ระบุบริษัทผู้รับเหมา) _____ หน่วยงาน PTTGC ที่ควบคุมงาน (ระบุชื่อหน่วยงาน) _____

พื้นที่ปฏิบัติงาน (GPC/BU/Plant) _____ อุปกรณ์/บริเวณที่ปฏิบัติงาน _____

ชนิดของต้นกำเนิดรังสี (Source) _____ หมายเลข/รหัส _____ ความแรงรังสี _____ คูรี (curie, Ci) จำนวนฟิล์ม _____

รายการตรวจสอบการเตรียมความพร้อมสำหรับงานถ่ายภาพด้วยรังสี

ใช่	ไม่ใช่	รายการตรวจสอบ
		มีหนังสืออนุญาตมีไว้ในครอบครองหรือใช้สาร กัมมันตรังสีถูกต้องตามกฎหมาย หนังสืออนุญาตเลขที่ _____ หมายเลข/รหัส Projector _____ - รายละเอียดของ Source ตรงกับหนังสืออนุญาต - รหัสหน่วยงานถูกต้อง - หนังสืออนุญาตยังไม่หมดอายุ - หมายเลข/รหัส Projector ตรงกับหนังสืออนุญาต
		อุปกรณ์และต้นกำเนิดรังสี (Source) - ผ่านการตรวจสอบตามกฎหมายอย่างถูกต้อง - ใบรับรองการตรวจสภาพยังไม่หมดอายุ - มี Source Certification - หมายเลข/รหัส Projector ตรงกับใบรับรองการตรวจสภาพ - มี Pre-use inspection ก่อนใช้งาน
		มีรายการคำนวณระยะปลอดภัยและรับรองโดยเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยรังสีของผู้รับเหมาแล้ว
		มี Job Safety Analysis (JSA) แล้ว

ใช่	ไม่ใช่	รายการตรวจสอบ
		มีเครื่องมือสำรวจรังสีแบบเคลื่อนที่ (Survey Meter) พร้อมใบรับรองการสอบเทียบ (Calibration Certification) หมายเลข/รหัส Survey Meter _____
		มีอุปกรณ์บันทึกปริมาณรังสีประจำบุคคลสำหรับผู้ปฏิบัติงานฉายรังสีทุกคนแล้ว
		มีสัญญาณไฟกระพริบสีแดง อุปกรณ์สำหรับกั้นพื้นที่ควบคุมงานฉายรังสี และป้ายเตือนข้อความ "ระวังอันตรายจากรังสี ห้ามเข้า" ด้วยตัวอักษรสีดำบนพื้นสีเหลือง แล้ว
		มี เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยรังสี (RSO) ของผู้รับเหมามาควบคุมการทำงานฉายรังสีแล้ว ชื่อ _____
		ผู้ปฏิบัติงานฉายรังสี ผ่านการอบรมหลักสูตรความปลอดภัยเกี่ยวกับรังสี และมีการอบรมทบทวนอย่างน้อยปีละ 1 ครั้งแล้ว
		ผู้ปฏิบัติงานหญิง ไม่ตั้งครรภ์
		จัดเตรียมแผนป้องกันและระงับอันตรายจากรังสี กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินทางรังสีแล้ว

Section 1: Request Permit

ลงชื่อผู้ควบคุมงานผู้รับเหมา (Contractor Supervisor) _____ วันที่ ___/___/___

(_____)

ลงชื่อผู้ควบคุมงานบริษัท (PTTGC Supervisor) _____ วันที่ ___/___/___

(_____)

Section 2: Verification and Approval

ตรวจสอบการเตรียมความพร้อมแล้ว สามารถขออนุญาตทำงานฉายรังสีกับ Area Owner ได้

โดยผู้รับเหมาต้องกั้นพื้นที่ควบคุมงานฉายรังสี และติดตั้งสัญญาณไฟกระพริบสีแดง พร้อมทั้งติดตั้งป้ายเตือนข้อความ "ระวังอันตรายจากรังสี ห้ามเข้า" โดยพื้นที่ควบคุมฉายรังสีจะต้อง

- มีระยะห่างจากต้นกำเนิดรังสี (Source) ตามระยะปลอดภัยที่ได้จากการคำนวณ และ
- มีการวัดความแรงรังสี ด้วยเครื่องมือสำรวจรังสีแบบเคลื่อนที่ (Survey Meter) โดยความแรงของรังสีที่อยู่นอกขอบเขตควบคุมงานฉายรังสี จะต้องไม่เกิน 2 มิลลิเรมต่อชั่วโมง (2mR/hr)

ข้อควรปฏิบัติ ข้อควรระวัง (ถ้ามี) _____

ใบอนุญาตมีใช้ได้ถึงวันที่ _____

ลงชื่อผู้อนุญาตทางเทคนิคด้านรังสี (Radiation Technical Approver) _____ วันที่ ___/___/___

(_____)

ข้าพเจ้าได้ทำความเข้าใจข้อกำหนดเพื่อความปลอดภัย ข้อควรปฏิบัติ ข้อควรระวังในการปฏิบัติงานแล้ว และจะสื่อสารให้ผู้ปฏิบัติงานรับทราบและถือปฏิบัติอย่างเคร่งครัด

ลงชื่อผู้ควบคุมงานผู้รับเหมา (Contractor Supervisor) _____ วันที่ ___/___/___

(_____)

ลงชื่อเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยรังสี (RSO) ของผู้รับเหมา _____ วันที่ ___/___/___

(_____)

➢38ข

เอกสารการแต่งตั้งคณะทำงานอนุรักษ์พลังงาน ประจำพื้นที่

GC

คำสั่ง คณะกรรมการ GC Operational Excellence

ที่ คก.002/ 2565

เรื่อง แต่งตั้งคณะทำงานอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่

เพื่อให้การดำเนินงานด้านการอนุรักษ์และการจัดการพลังงานของบริษัทฯ และกลุ่มบริษัทฯ เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ สอดคล้องตามพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 (แก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ. 2550) อาศัยอำนาจตามคำสั่งบริษัทฯ ที่ คก. 037/2562 เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการ GC Operational Excellence จึงมีคำสั่ง ดังนี้

ข้อ 1. ให้ยกเลิกคำสั่งคณะกรรมการ GC Operational Excellence ที่ 006/2563 เรื่อง แต่งตั้งคณะทำงานอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่ ลงวันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563

ข้อ 2. แต่งตั้งคณะทำงานอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่ของแต่ละหน่วยงานผลิต ประกอบด้วย

1. ผู้จัดการฝ่ายหน่วยงานผลิต	ประธานคณะทำงาน
2. ผู้จัดการส่วน Plant Operation	คณะทำงาน
3. ผู้จัดการส่วน Asset Utilization	คณะทำงาน
4. ผู้จัดการส่วน Plant Technical	คณะทำงาน
5. ผู้จัดการส่วน Maintenance	คณะทำงาน
6. ผู้จัดการส่วน Control System Maintenance	คณะทำงาน
7. ผู้จัดการส่วน Major Overhauls Maintenance	คณะทำงาน
8. ผู้จัดการส่วน Reliability	คณะทำงาน
9. ผู้จัดการส่วน Maintenance Planning	คณะทำงาน
10. Day Manager	คณะทำงาน
11. Senior Process Engineer หรือ Process Engineer ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงานผลิต	คณะทำงานและผู้ช่วย EnMR
12. Senior Process Engineer หรือ Process Engineer ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน Process Technology	คณะทำงานและผู้ประสานงานด้านพลังงาน

ทั้งนี้ หน่วยงานผลิต หมายถึง โรงงานหรือ Production Asset ของบริษัทฯ ที่มีผู้จัดการฝ่ายเป็นผู้ดูแลรับผิดชอบและมีการดำเนินงานด้านการอนุรักษ์และการจัดการพลังงานตามพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 (แก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ. 2550)

ข้อ 3. แต่งตั้งคณะทำงานอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่อาคารสำนักงานระยอง ประกอบด้วย

1.	ผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน General Administration	ประธานคณะทำงาน
2.	ผู้จัดการส่วน Rayong Service	คณะทำงาน
3.	ผู้จัดการส่วน Facilities Service	คณะทำงาน
4.	Senior Building Technician หรือ Building Technician ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน General Administration	คณะทำงานและผู้ช่วย EnMR
5.	Senior Process Engineer หรือ Process Engineer ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน Process Technology	คณะทำงานและผู้ประสานงานด้านพลังงาน

ข้อ 4. แต่งตั้งคณะทำงานอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่ห้องปฏิบัติการเคมี ประกอบด้วย

1.	ผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน Laboratory Operation Services	ประธานคณะทำงาน
2.	ผู้จัดการส่วน Laboratory Operation ทุกส่วน	คณะทำงาน
3.	ผู้จัดการส่วน Laboratory Service Excellence	คณะทำงาน
4.	ผู้จัดการส่วน Laboratory Operation Services	คณะทำงาน
5.	Laboratory Supervisor, Senior Chemist หรือ Chemist ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน Laboratory Operation Services	คณะทำงานและผู้ช่วย EnMR
6.	Senior Process Engineer หรือ Process Engineer ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน Process Technology	คณะทำงานและผู้ประสานงานด้านพลังงาน

ข้อ 5. ให้คณะทำงานอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่ ตามข้อ 2 ถึง 4 มีหน้าที่ความรับผิดชอบดังต่อไปนี้

1. ดำเนินการและควบคุมดูแลให้การอนุรักษ์และจัดการพลังงานสอดคล้องกับนโยบายอนุรักษ์พลังงานและวิธีการจัดการพลังงานของโรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุม รวมทั้งตามมติที่ประชุม ที่เกี่ยวข้อง

2. ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อขอความร่วมมือในการดำเนินงานตามนโยบายอนุรักษ์พลังงานและวิธีการจัดการพลังงาน รวมทั้งจัดการฝึกอบรมหรือกิจกรรมเพื่อสร้างจิตสำนึกแก่บุคลากรของโรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุม

3. รายงานผลการอนุรักษ์และการจัดการพลังงานตามนโยบายอนุรักษ์พลังงานและวิธีการจัดการพลังงานของโรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุมให้เจ้าของโรงงานควบคุมหรือเจ้าของอาคารควบคุมทราบ

4. เสนอแนะเกี่ยวกับการกำหนดหรือทบทวนนโยบายอนุรักษ์พลังงานและวิธีการจัดการพลังงานให้เจ้าของโรงงานควบคุมหรือเจ้าของอาคารควบคุมพิจารณา

5. สนับสนุนเจ้าของโรงงานควบคุมหรือเจ้าของอาคารควบคุมในการดำเนินการตามกฎกระทรวงกำหนดมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการจัดการพลังงานในโรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุม ให้มีประสิทธิภาพและประสิทธิผลยิ่งขึ้น

ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

ประ[redacted]ลิศ

ประธานคณะกรรมการ GC Operational Excellence

➢39ข

เอกสารสำเนาหนังสือนำส่งรายงานให้กับ
เทศบาลเมืองมาบตาพุด

GC

บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
สำนักงานใหญ่ : เลขที่ 555/1 ศูนย์เอบเบอร์ยี่ทอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 14-18 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ +66(0)2265-8400 โทรสาร +66(0)2265-8500
สำนักงานระยอง : เลขที่ 59 ถนนราษฎร์นิยม ตำบลเนินพระ อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง 21150
โทรศัพท์ +66(0)3899-4000 โทรสาร +66(0)3899-4111
บมจ. เลขที่ 0107554000257

ที่ 25-006/2566

17 มกราคม 2566

เรื่อง รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระหว่างเดือนกรกฎาคม - ธันวาคม 2565

เรียน นายกเทศมนตรีเทศบาลเมืองมาบตาพุด

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขาที่ 7 โครงการท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ ระหว่างเดือนกรกฎาคม - ธันวาคม 2565 จำนวน 1 ฉบับ

2. CD-ROM ที่บันทึกสำเนารายงานตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 1. จำนวน 1 แผ่น

บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ขอนำส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของบริษัทฯ สาขาที่ 7 โครงการท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ ระหว่างเดือนกรกฎาคม - ธันวาคม 2565 ดังรายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ

[redacted]

ได้รับหนังสือฉบับนี้ไว้แล้ว
[redacted]
วันที่.....

หน่วยงาน SHE - Utilities
โทร. 0-3899-4000 ต่อ 2074

➢40ข

เอกสารการบันทึก Shipment Summary Report for (VCM) ,เอทธิลีนไดคลอไรด์ (EDC) และสาร 1,3 บิวทาไดอีน

PTT GLOBAL CHEMICAL PUBLIC COMPANY LIMITED

SHIPMENT SUMMARY REPORT

No.	Shipment No.	Ship Name	Product	Customer	Berth No.	Ship Arrived Date	Connecting Hose / Loading Arm Started	Commenced Discharge	Completed Discharge	Disconnect Hose / Loading Arm Completed	Ship Berth Date	Ship Departure Date	Bulk Kind	Bulk Qty (MT)	Bulk Qty (Barrel)	Bulk Unit	Bulk Qty (Barrel)	Demurrage Amount
WO-202301-2274	8692	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	16/01/2023 23:42:00	21/01/2023 08:24:00	21/01/2023 09:05:00	21/01/2023 18:50:00	21/01/2023 20:18:00	21/01/2023 08:00:00	21/01/2023 21:00:00	116.000	15.000	9.750	MT		1,711.678
WO-202301-3512	6700	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	30/01/2023 11:36:00	02/02/2023 02:48:00	02/02/2023 03:24:00	02/02/2023 09:50:00	02/02/2023 11:24:00	02/02/2023 02:06:00	02/02/2023 12:00:00	71.800	9.900	6.433	MT		1,006.903
WO-202302-1742	6710	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	08/02/2023 00:06:00	16/02/2023 01:48:00	16/02/2023 02:35:00	16/02/2023 11:54:00	16/02/2023 13:24:00	16/02/2023 01:18:00	16/02/2023 15:00:00	205.300	13.700	9.317	MT		1,506.558
WO-202303-0481	6718	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	03/03/2023 10:12:00	05/03/2023 22:30:00	05/03/2023 22:54:00	06/03/2023 08:35:00	06/03/2023 10:00:00	05/03/2023 21:42:00	06/03/2023 11:00:00	71.800	13.300	9.683	MT		1,713.225
WO-202303-2807	6729	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	25/03/2023 17:12:00	26/03/2023 09:45:00	26/03/2023 10:15:00	26/03/2023 15:50:00	26/03/2023 17:24:00	26/03/2023 09:00:00	26/03/2023 18:00:00	24.700	9.000	5.583	MT		1,081.662
WO-202304-0320	6736	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	01/04/2023 21:00:00	05/04/2023 14:24:00	05/04/2023 15:06:00	06/04/2023 00:30:00	06/04/2023 02:00:00	06/04/2023 13:12:00	06/04/2023 03:00:00	99.000	13.800	9.400	MT		1,708.930
WO-202304-1324	6740	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	10/04/2023 08:36:00	10/04/2023 10:48:00	12/04/2023 09:48:00	12/04/2023 15:12:00	12/04/2023 17:00:00	12/04/2023 07:00:00	12/04/2023 18:00:00	42.000	9.000	5.667	MT		1,006.487
WO-202304-2061	6741	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	14/04/2023 10:24:00	19/04/2023 09:50:00	19/04/2023 10:30:00	19/04/2023 19:42:00	19/04/2023 21:24:00	19/04/2023 08:48:00	19/04/2023 22:00:00	131.000	13.200	9.200	MT		1,007.903
WO-202304-2118	6747	HAPPY GAS	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	18/04/2023 06:30:00	20/04/2023 06:00:00	20/04/2023 08:50:00	20/04/2023 09:34:00	20/04/2023 12:00:00	20/04/2023 00:00:00	20/04/2023 06:30:00	30.500	21.167	15.133	MT		2,008.328
WO-202305-0712	6749	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	07/05/2023 22:30:00	08/05/2023 00:40:00	08/05/2023 01:12:00	08/05/2023 09:25:00	08/05/2023 11:00:00	07/05/2023 23:42:00	08/05/2023 12:00:00	12.500	12.300	8.217	MT		1,457.008
WO-202305-1586	6753	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	15/05/2023 22:48:00	16/05/2023 07:00:00	16/05/2023 01:18:00	16/05/2023 09:00:00	16/05/2023 09:48:00	16/05/2023 00:58:00	16/05/2023 10:00:00	11.000	10.500	7.333	MT		800.630
WO-202305-2123	6757	HAPPY GAS	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	19/05/2023 11:30:00	19/05/2023 02:10:00	19/05/2023 02:40:00	19/05/2023 18:07:00	19/05/2023 20:00:00	19/05/2023 01:10:00	19/05/2023 21:00:00	32.500	19.833	15.450	MT		2,012.400
WO-202306-0614	6760	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	01/06/2023 10:30:00	05/06/2023 00:10:00	05/06/2023 01:00:00	05/06/2023 08:20:00	05/06/2023 09:30:00	05/06/2023 01:16:00	05/06/2023 10:00:00	07.500	8.700	5.433	MT		246.950
WO-202306-0148	6771	LADY ME	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	01/06/2023 14:48:00	02/06/2023 13:20:00	02/06/2023 14:00:00	03/06/2023 06:55:00	03/06/2023 08:10:00	02/06/2023 12:12:00	03/06/2023 10:00:00	03.067	16.600	16.917	MT		2,016.219
WO-202306-1395	6776	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	14/06/2023 01:54:00	14/06/2023 06:00:00	14/06/2023 17:30:00	14/06/2023 22:25:00	14/06/2023 23:20:00	14/06/2023 16:24:00	14/06/2023 23:30:00	21.133	17.600	8.583	MT		2,030.282
WO-202306-1985	6781	BELIEF GAS	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	19/06/2023 15:00:00	20/06/2023 11:10:00	20/06/2023 13:55:00	21/06/2023 07:40:00	21/06/2023 09:00:00	20/06/2023 12:10:00	21/06/2023 10:00:00	42.000	21.833	17.750	MT		2,012.758
WO-202306-2416	6786	PHUBAI NADDA 1	1,3 Butadiene	PTTGC	W1	24/06/2023 12:48:00	25/06/2023 11:00:00	25/06/2023 11:00:00	27/06/2023 00:55:00	27/06/2023 02:00:00	27/06/2023 10:12:00	27/06/2023 21:00:00	48.700	8.583	5.700	MT		1,508.897

Ship Arrival	Ship Berthing	Ship for Ship Departure	Waiting Time (hrs)	Working Time (hrs)	Total Delay Time (hrs)	Percent of Delayed Time	Ship Delayed Caused for Berthing	Ship Delayed Caused for Departure	Electric Kw/Hr	Allocated Area	Towed Water m2	GRT	Ship Agent
1,711.152	1,711.152		112.500	None	112.500	657.138	None	None	510.000	8.000	8.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,711.578	1,711.304		102.300	0.200	103.000	664.258	None	None	520.000	13.000	8.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,709.005	1,710.120		125.600	1.000	126.600	630.394	None	None	570.000	8.000	8.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,006.903	1,010.139		62.500	0.600	63.100	617.514	None	None	380.000	12.000	8.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,706.376	1,708.176		7.800	0.700	8.500	677.157	None	None	440.000	12.000	8.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,506.558	1,513.014		193.200	1.600	194.800	505.029	None	None	460.000	10.000	9.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,710.191	1,710.271		79.900	0.700	80.600	696.404	None	None	500.000	14.000	9.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,713.225	1,717.945		59.500	1.000	60.500	697.161	None	None	570.000	8.000	8.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,709.934	1,716.682		37.300	1.000	38.300	726.966	None	None	590.000	8.000	8.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,001.662	1,002.806		15.800	0.600	16.400	731.303	None	None	330.000	14.000	9.000	2,867.000	TNS LOGISTIC AND AGENCY COMPANY LIMITED
1,003.809	1,011.571		7.100	None	7.100	740.000	None	None	1,040.000	12.000	10.000	2,867.000	GOD AGENCY COMPANY (THAILAND) LTD.
1,708.930	1,716.550		86.200	1.000	87.200	650.240	None	None	580.000	12.000	10.000	2,867.000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,503.462	1,506.211		146.000	1.000	147.000	607.130	None	None	370.000	8.000	8.000	2,867.000	TNS LOGISTIC AND AGENCY COMPANY LIMITED
1,507.903	1,516.789		118.400	0.600	119.000	620.800	None	None	610.000	12.000	10.000	2,867.000	TNS LOGISTIC AND AGENCY COMPANY LIMITED
1,008.628	1,013.203		1.100	0.000	1.100	717.033	None	None	510.000	9.000	10.000	2,867.000	MERIDIAN PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
1,457.808	1,462.320		1.200	1.000	2.200	732.297	None	None	550.000	12.000	10.000	2,867.000	TNS LOGISTIC AND AGENCY COMPANY LIMITED
1,006.940	1,010.000		2.200	1.200	3.400	741.624	None	None	500.000	12.000	8.000	2,867.000	TNS LOGISTIC AND AGENCY COMPANY LIMITED
2,012.460	2,020.917		13.667	1.000	14.667	732.645	None	None	1,100.000	10.000	8.000	3,455.000	MERIDIAN PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
1,741.000	1,743.271		6.833	0.533	7.367	694.591	None	None	500.000	10.000	8.000	2,867.000	TNS LOGISTIC AND AGENCY COMPANY LIMITED
2,016.259	2,025.639		21.000	1.333	22.333	701.810	None	None	1,200.000	9.000	10.000	2,867.000	GOD MARINE SERVICE
1,505.762	1,511.417		12.500	1.167	13.667	705.671	Weather	Port	600.000	8.000	8.000	2,867.000	TNS LOGISTIC AND AGENCY COMPANY LIMITED
2,012.756	2,012.658		21.167	1.000	22.167	702.267	None	None	1,200.000	10.000	8.000	3,404.000	MERIDIAN PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
1,709.890	1,717.700		90.000	1.483	91.483	661.211	None	None	700.000	10.000	8.000	2,867.000	TNS LOGISTIC AND AGENCY COMPANY LIMITED

PTT GLOBAL CHEMICAL PUBLIC COMPANY LIMITED

SHIPMENT SUMMARY REPORT

Shipment No.	Vessel	Ship Name	Product	Customer	Route No.	Ship Arrival Date	Connecting Time / Loading Port Berthed	Commencing Discharge	Completed Discharge	Disconnecting / Loading Arm Complete	Ship Berth Date	Sail Departure Date	Sail Time	Ship Time Alongside	Ship Time Offshore	Unit Type	Qty for Sale	Qty for Purchase
WO-202301-0744	6684	OCEANIC	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	08/01/2023 18:20:00	08/01/2023 19:00:00	09/01/2023 19:10:00	10/01/2023 19:00:00	10/01/2023 20:00:00	09/01/2023 14:05:00	10/01/2023 21:00:00	51.667	54.917	47.833	MT	10,498.150	10,497.675
WO-202301-1872	6689	CHEMSTAR 1	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	11/01/2023 16:30:00	11/01/2023 21:00:00	13/01/2023 22:40:00	14/01/2023 20:00:00	14/01/2023 20:50:00	11/01/2023 19:30:00	16/01/2023 21:00:00	76.333	121.500	69.333	MT	15,722.209	15,667.806
WO-202301-2773	6693	EAGLE ASIA 11	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	21/01/2023 18:00:00	22/01/2023 00:20:00	22/01/2023 01:12:00	23/01/2023 02:06:00	23/01/2023 02:48:00	21/01/2023 19:00:00	23/01/2023 05:00:00	32.000	33.000	29.000	MT	5,249.116	5,238.650
WO-202302-0276	6702	EAGLE ASIA 07	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	04/02/2023 20:00:00	04/02/2023 21:30:00	05/02/2023 02:30:00	06/02/2023 12:50:00	06/02/2023 13:50:00	04/02/2023 21:00:00	06/02/2023 15:00:00	41.833	42.000	34.333	MT	7,348.076	7,339.202
WO-202302-0539	6705	TIGER GLORY	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	06/02/2023 08:30:00	06/02/2023 18:30:00	06/02/2023 19:38:00	06/02/2023 13:41:00	06/02/2023 14:10:00	06/02/2023 16:00:00	06/02/2023 15:00:00	53.833	54.333	52.067	MT	10,000.529	9,992.855
WO-202302-2076	6712	DRALIA	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	19/02/2023 23:15:00	20/02/2023 01:30:00	20/02/2023 03:40:00	21/02/2023 20:45:00	21/02/2023 21:30:00	20/02/2023 00:05:00	21/02/2023 22:00:00	46.250	45.917	41.083	MT	8,049.785	8,043.033
WO-202303-0185	6719	ROSSANDE	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	06/03/2023 03:10:00	06/03/2023 06:00:00	06/03/2023 06:20:00	07/03/2023 08:45:00	07/03/2023 09:30:00	06/03/2023 04:50:00	08/03/2023 19:00:00	25.833	62.500	24.417	MT	5,249.242	5,244.511
WO-202303-1834	6724	EAGLE LIKA	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	16/03/2023 12:50:00	17/03/2023 13:20:00	17/03/2023 16:00:00	18/03/2023 14:00:00	18/03/2023 14:50:00	17/03/2023 11:45:00	18/03/2023 16:00:00	50.000	28.250	22.000	MT	5,249.001	5,240.792
WO-202303-1232	6731	EAGLE ASIA 07	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W1	29/03/2023 17:30:00	29/03/2023 19:50:00	29/03/2023 20:45:00	30/03/2023 20:35:00	30/03/2023 21:10:00	29/03/2023 19:10:00	30/03/2023 23:00:00	27.667	27.833	23.917	MT	5,000.325	4,990.128
WO-202304-2192	6742	EAGLE ASIA 10	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	20/04/2023 08:00:00	20/04/2023 15:00:00	20/04/2023 15:20:00	21/04/2023 14:55:00	21/04/2023 15:50:00	20/04/2023 10:00:00	21/04/2023 17:00:00	31.833	31.000	23.583	MT	5,000.615	4,997.565
WO-202305-2702	6759	EAGLE SEMA	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W1	22/05/2023 22:45:00	23/05/2023 10:00:00	23/05/2023 11:15:00	24/05/2023 18:45:00	24/05/2023 19:30:00	23/05/2023 02:18:00	25/05/2023 22:00:00	44.700	38.700	20.500	MT	5,249.125	5,248.474
WO-202305-2939	6765	EAGLE SAKURA	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W1	25/05/2023 05:45:00	25/05/2023 11:00:00	25/05/2023 14:00:00	26/05/2023 15:00:00	26/05/2023 16:00:00	25/05/2023 10:05:00	26/05/2023 18:00:00	34.250	31.917	25.000	MT	5,249.168	5,249.151
WO-202305-3229	6766	LIKA Ocean 1	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	26/05/2023 22:45:00	29/05/2023 14:15:00	29/05/2023 15:20:00	31/05/2023 19:30:00	31/05/2023 20:30:00	29/05/2023 13:12:00	31/05/2023 22:00:00	56.700	56.800	51.167	MT	9,521.491	9,511.308
WO-202305-3607	6768	EAGLE ASIA 07	ETHYLENE DICHORIDE	TPC	W2	31/05/2023 14:30:00	01/06/2023 16:00:00	01/06/2023 16:35:00	02/06/2023 15:50:00	02/06/2023 16:40:00	01/06/2023 15:10:00	02/06/2023 18:00:00	50.167	26.833	23.250	MT	5,249.171	5,239.782

10,390,513	0.750	1.000	1.750	742.645	None	None	2,310,000	20.000	17.000	7,430,000	MERIDIAN PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
15,675,091	3.000	48.167	51.167	704.387	None	None	3,100,000	10.000	10.000	16,084,000	TSL NAXCO (Thailand) Company Limited
5,253,794	1.000	1.200	2.200	742.287	None	None	1,470,000	16.000	12.000	6,234,000	C&P LOGISTICS
7,349.750	1.000	1.167	2.167	670.143	None	None	1,660,000	10.000	10.000	5,019.000	C&P LOGISTICS
9,905,667	8.167	0.667	8.833	604.429	None	None	2,100,000	10.000	9.000	15,730,000	TSL NAXCO (Thailand) Company Limited
8,049.853	0.833	0.500	1.333	670.857	None	None	2,100,000	10.000	9.000	5,510.000	MERIDIAN PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
5,243,985	0.833	33.500	34.333	717.419	None	None	1,500,000	20.000	17.000	7,351,400	MERIDIAN PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
5,250,381	22.917	1.167	24.083	725.355	None	None	1,300,000	20.000	17.000	6,731.000	C&P LOGISTICS
4,995,080	1.667	1.833	3.500	741.290	None	None	1,320,000	10.000	10.000	5,019.000	C&P LOGISTICS
5,006,206	2.000	1.167	3.167	717.467	Weather	None	1,470,000	9.000	9.000	6,209.000	C&P LOGISTICS
5,254,521	8.500	2.500	11.000	735.484	None	None	2,000,000	14.000	11.000	6,231.000	C&P LOGISTICS
5,249.067	4.333	2.000	6.333	739.097	None	None	1,700,000	14.000	10.000	5,181.000	C&P LOGISTICS
9,520,392	10.000	4.500	14.500	737.465	None	None	3,000,000	17.000	13.000	6,469,000	Marine Excellence Service (MES) Co., Ltd
5,249.969	24.667	1.333	26.000	699.200	None	None	1,600,000	10.000	10.000	5,019.000	C&P LOGISTICS

PTT GLOBAL CHEMICAL PUBLIC COMPANY LIMITED

SHIPMENT SUMMARY REPORT

Work Order No	Shipment No	Ship Name	Product	Reactor	Batch No	Start Date	Start Time	Completed Date	Completed Time	Discharge Start Date	Discharge Start Time	Discharge Finish Date	Discharge Finish Time	Batch Time	Yield %	Yield Qty	Unit	Product Qty
WO-202301-0951	6687	GAS ONE	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	09/01/2023 05:30:00	09/01/2023 06:00	09/01/2023 18:15:00	09/01/2023 20:00:00	09/01/2023 21:45:00	10/01/2023 03:00:00	10/01/2023 03:30:00	10/01/2023 03:50:00	10/01/2023 04:00:00	26.250	21.167	16.667	MT	2,999.667
WO-202301-0952	6687	GAS ONE	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	09/01/2023 02:00:00	09/01/2023 21:20:00	09/01/2023 21:55:00	10/01/2023 15:35:00	10/01/2023 16:35:00	09/01/2023 20:45:00	10/01/2023 18:00:00	38.583	21.250	17.667	MT	2,999.777
WO-202307-1945	6711	GAS LOTUS	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	16/02/2023 06:30:00	16/02/2023 11:00:00	16/02/2023 19:15:00	17/02/2023 01:10:00	17/02/2023 02:30:00	16/02/2023 08:00:00	17/02/2023 01:00:00	17/02/2023 01:30:00	17/02/2023 01:50:00	42.500	21.800	16.667	MT	2,999.630
WO-202307-1970	6711	GAS LOTUS	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	17/02/2023 14:30:00	17/02/2023 17:10:00	17/02/2023 19:15:00	18/02/2023 11:35:00	18/02/2023 12:30:00	17/02/2023 16:24:00	18/02/2023 14:00:00	22.000	21.800	16.333	MT	2,999.818
WO-202309-2184	6746	GAS LOTUS	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	10/03/2023 00:00:00	10/03/2023 07:00:00	10/03/2023 08:15:00	10/03/2023 09:15:00	10/03/2023 09:55:00	10/03/2023 09:55:00	10/03/2023 10:00:00	27.583	21.800	17.667	MT	2,999.000
WO-202303-2863	6728	GAS HARMONY	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	24/03/2023 05:00:00	24/03/2023 10:30:00	24/03/2023 19:10:00	25/03/2023 13:10:00	25/03/2023 14:00:00	24/03/2023 17:30:00	25/03/2023 15:00:00	32.000	21.500	18.000	MT	2,999.403
WO-202311-0317	6712	GAS HARMONY	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	01/01/2023 00:00:00	01/01/2023 00:00:00	01/01/2023 00:00:00	01/01/2023 16:10:00	01/01/2023 16:55:00	01/01/2023 16:55:00	01/01/2023 17:00:00	16.833	21.167	17.833	MT	2,999.[illegible]
WO-202305-3609	6769	GAS HARMONY	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	31/05/2023 20:30:00	01/06/2023 15:15:00	01/06/2023 15:50:00	02/06/2023 09:40:00	02/06/2023 10:30:00	01/06/2023 13:50:00	02/06/2023 11:50:00	38.000	21.167	17.833	MT	2,999.678
WO-202306-1464	6777	GAS HARMONY	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	14/06/2023 06:30:00	14/06/2023 09:30:00	14/06/2023 09:35:00	15/06/2023 02:40:00	15/06/2023 03:45:00	14/06/2023 07:45:00	15/06/2023 05:00:00	21.250	21.250	17.083	MT	2,999.695
WO-202306-2524	6783	GAS ONE	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	25/06/2023 06:00:00	25/06/2023 11:30:00	25/06/2023 11:50:00	26/06/2023 04:30:00	26/06/2023 05:50:00	25/06/2023 07:40:00	26/06/2023 09:00:00	21.500	21.833	16.667	MT	2,999.703
WO-202306-[illegible]	6784	GAS [illegible]	VINYL CHLORIDE TPC MONOMER	W1	26/06/2023 [illegible]	26/06/2023 [illegible]	26/06/2023 [illegible]	27/06/2023 [illegible]	27/06/2023 [illegible]	26/06/2023 [illegible]	27/06/2023 [illegible]	20.000	[illegible]	[illegible]	MT	2,999.[illegible]

Voyage Start	Voyage Discharge	Vessel Name	Waiting Time Hours	Waiting Time Days	Time Based Hours	Time Based Days	Ship Delayed Hours	Ship Delayed Days	Electricity Kwh	Nitrogen Nm3	Water Tons	CRF	Ship Name
2,999.95	2,999.95		1.250	1.250	2.500	742.000	None	None	940.000	8.000	8.000	3,445.000	SS Asia Limited
2,999.777	2,999.503		18.750	1.417	20.167	728.397	None	None	960.000	8.000	8.000	3,444.000	SS Asia Limited
2,999.579	2,999.461		1.500	1.000	2.500	742.000	None	None	960.000	8.000	8.000	3,444.000	SS Asia Limited
2,999.838	2,999.457		1.500	1.500	3.000	669.086	None	None	970.000	414.000	9.000	3,446.000	ALLIANCE SHIPPING SERVICE CO. LTD.
2,999.[illegible]	2,999.[illegible]		0.917	[illegible]	[illegible]	[illegible]	None	None	1,000.000	8.000	9.000	3,446.000	ALLIANCE SHIPPING SERVICE CO. LTD.
2,999.483	2,999.198		12.500	1.000	13.500	731.548	None	None	990.000	8.000	8.000	3,385.000	SS Asia Limited
2,999.[illegible]	2,999.[illegible]		17.833	1.167	19.000	715.750	None	None	1,000.000	9.000	9.000	3,385.000	SS Asia Limited
2,999.678	2,999.249		17.333	0.500	17.833	725.733	None	None	1,000.000	9.000	10.000	3,385.000	SS Asia Limited
2,999.[illegible]	2,999.[illegible]		18.833	1.000	19.833	714.167	None	None	1,000.000	9.000	10.000	3,385.000	SS Asia Limited
2,999.885	2,999.472		1.250	1.250	2.500	718.000	None	None	1,100.000	9.000	10.000	3,385.000	SS Asia Limited
2,999.[illegible]	2,999.[illegible]		1.000	0.500	1.500	715.800	None	None	1,100.000	9.000	10.000	3,444.000	SS Asia Limited
2,999.704	2,999.621		1.667	1.500	3.167	715.867	None	None	1,105.000	10.000	9.000	3,444.000	SS Asia Limited
2,999.[illegible]	2,999.[illegible]		14.083	1.000	15.083	707.667	None	None	1,100.000	10.000	9.000	3,385.000	SS Asia Limited

➢41ข

เอกสารบันทึกสรุปสถิติอุบัติเหตุ
(ระหว่างเดือน มกราคม-มิถุนายน 2566)

GC

สรุปสถิติการเกิดอุบัติเหตุ

No	Item	GC7						
		Monthly						YTD
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	
1	Recordable Injury Case							
	1.1 Lost time	0	0	0	0	0	0	0
	1.2 Restricted Work	0	0	0	0	0	0	0
	1.3 Medical Treatment	0	0	0	0	0	0	0

➢42ข

เอกสารสรุปบันทึกปริมาณรถที่ผ่านเข้า-ออก พื้นที่โครงการ (ระหว่างเดือน มกราคม-มิถุนายน 2566)

GC7								
ประเภทรถ (คัน)								
เดือน	**รถจักรยานยนต์**	**รถยนต์นั่งส่วนบุคคล**	**รถตู้**	**รถกระบะ**	**รถบรรทุก**		**อื่นๆ**	**รวม**
					6ล้อ	10ล้อ		
มกราคม	931	982	211	1061	2	53	57	3297
กุมภาพันธ์	916	928	201	1050	3	73	37	3208
มีนาคม	998	976	224	989	11	57	40	3295
เมษายน	870	673	224	989	1	23	16	2796
พฤษภาคม	1036	879	225	1314	22	50	40	3566
มิถุนายน	708	907	227	1282	12	87	44	3267
รวม	**5459**	**5345**	**1312**	**6685**	**51**	**343**	**234**	**19429**