

➤ 20๗

**เอกสารแผนการ Audit หน่วยงาน/
บริษัทที่รับกากของเสียไปกำจัด**



แผนการตรวจติดตาม (Audit) หน่วยรับกำจัดของเสีย ประจำปี 2565

ที่	บริษัท	Status	ปี 2565					
			ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
1	บริษัท เอเอสเค อินเดอร์ เอ็นจิเนียริง พลาสติก	Plan						
		Actual						
2	บริษัท สามเค รีไซเคิล จำกัด	Plan						
		Actual						
3	บริษัท เอส ซี ไอ อีโค่ เซอร์วิสเชส จำกัด	Plan						
		Actual						
4	บริษัท ทีเออาร์เอฟ จำกัด	Plan						
		Actual						
5	บริษัท เอเค เมคานิคอล แอนด์ รีไซเคิล จำกัด	Plan						
		Actual						
6	บริษัท ฟอรัซี คอร์ปอเรชั่น จำกัด	Plan						
		Actual						
7	บริษัท อัดซีปการ จำกัด (มหาชน)	Plan						
		Actual						

ภาพประกอบการตรวจติดตาม (Audit) บริษัทรับกำจัด



➤ 21 ข

เอกสารแผน/กิจกรรมชุมชนสัมพันธ์
ของโครงการประจำปี 2565



[illegible]

**กิจกรรมชุมชนสัมพันธ์
ของโครงการประจำปี 2565**





ด้านการศึกษาและเยาวชน

ลงพื้นที่นำอาจารย์จากวิทยาลัยเทคนิคนิคมอุตสาหกรรมระยอง รับฟังการบรรยายการปลูกเมลอนเพื่อทบทวนความรู้



GC นำอาจารย์จากวิทยาลัยเทคนิคนิคมอุตสาหกรรมระยอง รับฟังการบรรยายจากเจ้าหน้าที่ทัตถสถานเปิดห้วยโป่ง ผู้ดูแลโรงปลูกเมลอน เพื่อทบทวนความรู้ก่อนสานต่อการปลูกโรงเรือนเมลอนภายใต้นวัตกรรมพลาสติกคลุมโรงเรือน GC

เข้าร่วมประชุมคณะกรรมการสถานศึกษา รร.มาบตาพุดพันพิทยาคาร



GC เข้าร่วมประชุมคณะกรรมการสถานศึกษาขั้นพื้นฐาน ในวาระการเตรียมความพร้อมเปิดภาคเรียนปีการศึกษา 2565 และการปรับปรุงภูมิทัศน์ห้องกิจกรรม โครงการ TO BE NUMBER ONE ณ รร.มาบตาพุดพันพิทยาคาร



โครงการทุนส่งเสริมคุณภาพชีวิตบุคลากรงานชุมชนในพื้นที่ 4 เขตเทศบาล



ชุมชนในเขตเทศบาลตำบลบ้านฉาง เทศบาลเมืองบ้านฉาง เทศบาลเมืองมาบตาพุด และเทศบาลตำบลมาบตาพุดพัฒนา



4th National Football Tournament

ด้านการศึกษาระดับเยาวชน

GC และ กลุ่ม ปตท. จังหวัดระยอง ร่วมพิธีเปิดการแข่งขันฟุตบอลประเพณีนานาชาติครั้งที่ 40



GC ร่วมกับ กลุ่ม ปตท. จังหวัดระยอง ร่วมพิธีเปิดการแข่งขันฟุตบอลประเพณีนานาชาติครั้งที่ 40 ประจำปี 2565 ซึ่งถ้วยพระราชทานสมเด็จพระเจ้าลูกเธอ เจ้าฟ้าพัชรกิติยาภา โดยมีคุณเอวิล โพธิ์บัวทอง เป็นประธานในพิธีกล่าวเปิดการแข่งขัน



สมาคมเพื่อนชุมชน ร่วมพิธีวางศิลาฤกษ์อาคารศูนย์บริการสุขภาพ ฟันฟูและดูแลผู้สูงอายุ จังหวัดระยอง

GC โดยสมาคมเพื่อนชุมชนได้ให้การสนับสนุนทุนการศึกษาด้านสาธารณสุขแก่เยาวชนในจังหวัดระยอง โดยความร่วมมือกับ อบจ.ระยอง และ ม.บูรพา ในการมอบทุนตลอดหลักสูตร

จำนวน **51** ทุน รวมเป็นเงินทั้งสิ้น **13,480,000** บาท



สมาคมเพื่อนชุมชน ประชุมหาหรือเตรียมงาน CPA เปิดประตูสู่อนาคต ปี 2565



GC ร่วมกับสมาคมเพื่อนชุมชน ประชุมเตรียมจัดงาน CPA เปิดประตูสู่อนาคต ปี 2565 ให้แก่นักเรียนระดับชั้น ม.6 จาก 24 โรงเรียนในจังหวัดระยอง มีกำหนดจัดโครงการในวันที่ 8 ตุลาคม 2565

วัตถุประสงค์เพื่อ :

1. สร้างแรงบันดาลใจ และแนะแนวทักษะในอนาคต
2. แนะนำการศึกษาต่อในระดับอุดมศึกษา ให้เหมาะสมกับความต้องการของนักเรียน และสอดคล้องกับความต้องการของตลาดแรงงาน
3. สร้างแรงจูงใจ และให้ข้อมูลที่เกี่ยวกับคณะ สาขาต่างๆ ในระดับอุดมศึกษา โดยมหาวิทยาลัยชั้นนำของประเทศ



ด้านการศึกษาและเยาวชน

GC จัดกิจกรรมอบรมให้ความรู้แนะแนวและกิจกรรมส่งเสริมด้านกีฬา ผ่าน 6 กิจกรรม
ให้แก่ 17 โรงเรียนในพื้นที่จังหวัดระยอง

1. กิจกรรม ThinkCycle Bank



2. กิจกรรมสอนน้อง ENG&MATHS



3. กิจกรรม ECO School



4. กิจกรรมแนะนำการศึกษาสายอาชีพ และความปลอดภัยรอบตัวเรา



5. โครงการเปิดประตูสู่อนาคต ปีที่ 2



6. การแข่งขันฟุตบอลเยาวชน PTT Group Cup 2022



GC มอบอุปกรณ์สำหรับการใช้ในการศึกษาให้แก่นักศึกษา วิทยาลัยเทคนิค
นิคมอุตสาหกรรมระยอง และวิทยาลัยเทคนิคสัตหีบ



- มอบอุปกรณ์และปรับปรุงโรงเรียนเมลอน
ต่ออาคารดำเนินงานโครงการพลาสติค
คลุมโรงเรียนนวัตกรรม GC

- มอบ Control Valve ให้แก่
วิทยาลัยเทคนิคสัตหีบ

GC มอบงบประมาณสนับสนุนกิจกรรมและทุนการศึกษา

โครงการปลูกฝังจิตสำนึกรักสามัคคีและส่งเสริม
ความปรองดองสมานฉันท์จังหวัดระยอง



30,000 บาท

สัมภาษณืทุนการศึกษาสมาคมเพื่อนชุมชน



ระดับปวช. ปีละ 20,000 บาท
ระดับปริญญาตรี ปีละ 70,000 บาท
โดยให้ทุนทั้ง 2 ระดับ จนจบการศึกษา
รวมทั้งสิ้น 85 ทุน



ด้านการศึกษาระดับนานาชาติ



GC จัดกิจกรรมอบรมให้ความรู้และแนวทางการศึกษาผ่าน 5 กิจกรรมให้แก่ 26 โรงเรียนและ 2 สถาบันอาชีวศึกษาในพื้นที่จังหวัดระยอง

1. กิจกรรมให้ความรู้ "Net Zero และ Decarbonization"



2. โครงการศูนย์การเรียนรู้เศรษฐกิจพอเพียง



3. เปิดโลกแห่งการเรียนรู้ ก้าวสู่ทักษะแห่งอนาคต CPA Openhouse ปี 2"



4. CPA Tutor ปี 2565



5. โครงการพัฒนาความคิดและสร้างนวัตกรรมด้วย Innovation and Startup Methodology



โครงการทาสี Low-VOCs : R-RM แต้มสี เต็มพื้นที่ รังสรรค์ความรู้สู่น้อง ณ โรงเรียนวัดตากวน



GC มอบงบประมาณสนับสนุนกิจกรรมและทุนการศึกษา

งานมอบทุนการศึกษาสมาคมเพื่อนชุมชน ระดับ ป.ตรี และ ระดับอาชีวศึกษา ปี 2565



ระดับปวช. ปีละ 20,000 บาท
ระดับปริญญาตรี ปีละ 70,000 บาท
โดยให้ทุนทั้ง 2 ระดับ จนจบการศึกษา
รวมทั้งสิ้น 85 ทุน

สนับสนุนการศึกษาโครงการทุนส่งเสริมคุณภาพชีวิตบุตรหลานชุมชนเทศบาลตำบลบ้านฉาง





ด้านคุณภาพชีวิต



ด้านความปลอดภัย



- มอบงบประมาณสนับสนุนซ่อมแซมอาคารอเนกประสงค์และโรงอาหารโรงเรียนบ้านคลองทราย 5,000 บาท



- มอบหมวกนิรภัย 50 ใบให้แก่สถานีตำรวจภูธรบ้านฉาง



- GC ร่วมกับกลุ่มปดท. มอบผ้าใบเพื่อรองรับผู้ป่วยกรณีบาดเจ็บ 4 ผืน ให้แก่รพ.เฉลิมพระเกียรติฯ สำหรับใช้ในการรองรับผู้ป่วยบาดเจ็บบางกรณี



- ติดตั้งเสาไฟฟ้าในโครงการเสาไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Cell) 2 ต้น ณ กลุ่มประมงเรือเล็กตากวน-อ่าวประดู่



ด้านคุณภาพชีวิต



ด้านเศรษฐกิจ

GC Group ส่งเสริมการพัฒนาอาชีพ และสร้างรายได้ให้แก่ชุมชน ผ่านโครงการต่าง ๆ



- โครงการพัฒนาอาชีพประมงและการเปิดตลาด Fisherman Shop ร่วมกับประมงจังหวัดระยอง กลุ่มประมงบ้านตากวน และกลุ่มประมงเรือเล็กท้ายอด
- โครงการพัฒนานวัตกรรมการเล่นปืทะเลในรูปแบบคอนโด ณ ศาลเจ้าแม่ทับทิมชุมชนหนองแฟบ



- โครงการเพื่อนชุมชน-ธรรมศาสตร์โมเดล รุ่นที่ 7



- โครงการ GC Marketplace
- โครงการตลาดของดีระยองออนไลน์
- ตลาดปิ่นสุข
- รายการ @ My way

วิสาหกิจและผู้ประกอบการรายย่อยทั่วจังหวัดระยองที่เข้าร่วม
34 ร้านค้า

สร้างรายได้ให้แก่ชุมชนทั้งสิ้น
762,316 บาท



- ส่งเสริมอาชีพชุมชนชาวกูยญ่า จ้างคัดแยกขยะที่บริษัท เอ็นวิคโค จำกัด
เกิดการจ้างงานจำนวน 15 คน



ด้านคุณภาพชีวิต



ด้านสุขภาพ

ส่งมอบโครงการ Wellness Center 3 แห่ง จากทั้งหมด 7 แห่ง
โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลในพื้นที่ 4 เขตเทศบาล



- โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลบ้านพูน อำเภอบ้านฉาง
- โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลบ้านกระเจต อำเภอนิคมพัฒนา
- โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลห้วยโป่ง อำเภอเมืองระยอง



- มอบงบประมาณสนับสนุน
ให้แก่โรงพยาบาลบ้านฉาง
สำหรับสาธารณประโยชน์
แก่กลุ่มคนเปราะบาง
ผู้ด้อยโอกาสทางสังคม

จำนวนเงินรวมทั้งสิ้น

220,925 บาท



สนับสนุนสิ่งของอุปโภคบริโภคให้แก่
หน่วยงานราชการ

- มอบผ้าอ้อมสำหรับผู้สูงอายุ
และผู้พิการติดเตียงพร้อม
ATK จำนวน 145 ชุด

- มอบน้ำดื่มรวมทั้งสิ้น
5,240 ขวด



ด้านคุณภาพชีวิต



ด้านความปลอดภัย



- โครงการติดตั้งแนวกันตก
(Guard Rail) เพื่อ
ป้องกันอุบัติเหตุทางถนน
ชุมชนกรอกยายชา



- โครงการรวมพลคนเกิด
เดือนกรกฎาคม : สว่าง
ปลอดภัย ให้หนองแฟบ



ลงพื้นที่สำรวจการปรับปรุงและ
ซ่อมแซมอาคาร เพื่อใช้ในการ
ติดตั้งเครื่องอบผ้าของ
ศูนย์บริการสาธารณสุขสุตากวอน



- มอบงบประมาณสนับสนุนเพื่อ
ปรับปรุงต่อเติมสถานที่พักรองรับงาน
บริการให้กับประชาชนผู้มาติดต่อ
ราชการ ที่ว่าการอำเภอเมืองระยอง



จำนวน **50,000 บาท**



โครงการ GCO GCP VCX
ห่วงใย สร้างชุมชนปลอดภัย
กิจกรรมให้ความรู้ด้านความ
ปลอดภัย การปฐมพยาบาลเบื้องต้น
และการช่วยชีวิตเบื้องต้น พร้อมทั้ง
มอบอุปกรณ์ด้านความปลอดภัย
ให้แก่มูลนิธิสยามรวมใจ (ปูอินทร์)
ระยอง และส่งมอบการทาสีเรือน
พยาบาลพร้อมชุดปฐมพยาบาล
เบื้องต้นให้แก่โรงเรียนบ้านหนอง
แฟบ



- ซ่อมแผนฉุกเฉินโรงเรียนบ้านหนองแฟบ



ด้านคุณภาพชีวิต



ด้านเศรษฐกิจ

GC Group ส่งเสริมการพัฒนาอาชีพ และสร้างรายได้ให้แก่ชุมชน



- มอบอุปกรณ์ในการวางระบบน้ำการเกษตร แก้วสานกึ่งชุมชนสวนเกษตรผสมผสานฐานเรียนรู้สวนคุณย่า



มูลค่า 100,000 บาท



• โครงการไทยเด็ดของ PTTOR

โครงการส่งเสริมและสนับสนุนผลิตภัณฑ์จากวิสาหกิจชุมชนและผู้ประกอบการ SME วสข. ส่งเสริมอาชีพชุมชนเกาะกอก เป็น 1 ใน 5 สินค้า ที่ได้รับการคัดเลือกให้เป็น "สินค้าไทยเด็ด Select"



GC Marketplace ตลาดนัดสัญจร Onsite ในโรงงานจำนวน 2 แห่ง ได้แก่ PPCL และ GCM PTA



• ตลาดนัดของดีระยอง ออฟไลน์ ตลาดกลางจังหวัดระยอง ระหว่างวันที่ 31 สิงหาคม-2 กันยายน 2565

วิสาหกิจและผู้ประกอบการรายย่อยทั่วจังหวัดระยองที่เข้าร่วม
15 ร้านค้า

สร้างรายได้ให้แก่ชุมชนทั้งสิ้น
56,588 บาท



ด้านคุณภาพชีวิต



ด้านสุขภาพ

ส่งมอบชุด PE Gown ให้แก่ โรงพยาบาล โรงเรียน วัด และหน่วยงานราชการต่าง ๆ ในพื้นที่จังหวัดระยอง



โรงพยาบาล โรงเรียน วัด และหน่วยงานราชการต่าง ๆ ทั้งสิ้น
37 แห่ง

ชุด PE Gown จำนวนทั้งสิ้น
57,750 ชุด

ส่งมอบโครงการ Wellness Center 4 แห่ง จากทั้งหมด 7 แห่ง โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลในพื้นที่ 4 เขตเทศบาล



- ศูนย์บริการสาธารณสุขสุขตากวน
- ศูนย์บริการสาธารณสุขสุขโขดหิน
- ศูนย์บริการสาธารณสุขวัดโสภณ
- ศูนย์บริการสาธารณสุขเกาะกอก

หน่วยแพทย์เคลื่อนที่ในพื้นที่จังหวัดระยอง ประจำปี 2565



โครงการส่งเสริมสุขภาพผู้สูงวัย กิจกรรม "สุขภาพจิตดี สมองดี ชีวยืนยาว"





ด้านคุณภาพชีวิต

ด้านความปลอดภัย



- สมาคมเพื่อนชุมชนอบรมพัฒนาศักยภาพ อสม. และแกนนำชุมชนด้านการควบคุมและป้องกันโรคติดต่อในพื้นที่ในพื้นที่ประจำปี 2565



ด้านเศรษฐกิจ



- เปิดโครงการศูนย์การเรียนรู้กลุ่มประมงเรือเล็กท้ายอดและตลาดสินค้าประมงเรือเล็กท้ายอด (Rayong Fisherman Market)



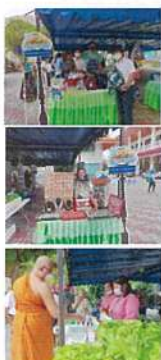
ด้านคุณภาพชีวิต

ด้านเศรษฐกิจ

GCและบริษัทประชารัฐรักสามัคคี (วิสาหกิจเพื่อสังคม) จำกัด ร่วมพิธีเปิดกิจกรรมส่งเสริมการตลาดและการขาย งานโอท็อปก้าวใหม่ สัญจร ครั้งที่ 2



GC Group ส่งเสริมการพัฒนาอาชีพ และสร้างรายได้ให้แก่ชุมชน



นำร้านค้าชุมชนจำนวน 8 ร้าน ออกจำหน่ายสินค้าทางทอดกรีนสามัคคี ประจำปี 2565 ณ วัดโขดหิน

สร้างรายได้รวมแก่ชุมชนกว่า 30,096 บาท



ตลาดวันสุข @PTT AuTo OnE

นำร้านค้าชุมชนรวมจำนวน 32 ร้าน

สร้างรายได้รวมแก่ชุมชนกว่า 84,040 บาท



GC Marketplace ตลาดนัดสัญจร Onsite ในโรงงานจำนวน 3 แห่ง ได้แก่ PPCL , GCM PTA และ GCL

วิสาหกิจและผู้ประกอบการรายย่อยทั่วจังหวัดระยองที่เข้าร่วม 12 ร้านค้า



ตลาดนัดของดีระยอง ออฟไลน์ ตลาดกลางจังหวัดระยอง ระหว่างวันที่ 3-5 ตุลาคม 2565

สร้างรายได้ให้แก่ชุมชนทั้งสิ้น 35,615 บาท



สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน



GC และ กลุ่ม ปตท. ประชุมเตรียมการจัดงาน PTT group cup 2022



พิธีส่งมอบเส้นทางเดิน-วิ่ง และระบบไฟส่องสว่าง สวนเฉลิมพระเกียรติ 7 รอบ พระชนมพรรษา(สวนกรอกยายชา)



GC และ กลุ่ม ปตท. ร่วมทำบุญตักบาตรข้าวสารอาหารแห้งพระภิกษุสงฆ์และสามเณร จำนวน 109 รูป



สนับสนุนงานมหกรรมวันสุนทรภู่ ปี 2565



GC และ กลุ่ม ปตท. จังหวัดระยอง ร่วมพิธีแถลงข่าวงานมหกรรมวันสุนทรภู่กริเอกของโลกจังหวัดระยอง ประจำปี 2565 และมอบเงินสนับสนุนงบประมาณในการจัดกิจกรรมจำนวน 50,000 บาท

สนับสนุนงบประมาณในการปรับปรุงศูนย์เพื่อนใจ TO BE NUMBER ONE โรงเรียนมาตาพิทยาดำรง



GC และ กลุ่ม ปตท. จังหวัดระยอง มอบเงินสนับสนุนงบประมาณในการปรับปรุงศูนย์เพื่อนใจ TO BE NUMBER ONE โรงเรียนมาตาพิทยาดำรงจำนวน 300,000 บาท เพื่อเตรียมรับเสด็จทูลกระหม่อมหญิงอุบลรัตนราชกัญญาสิริวัฒนาพรรณวดี ในการเสด็จเปิดศูนย์เพื่อนใจและติดตามการดำเนินงาน TO BE NUMBER ONE



สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน



GC ร่วมกับ กลุ่ม ปตท. สนับสนุนการแข่งขันกีฬาฟุตบอลวันดสุนทรภู่โลก จำนวนเงิน 10,000 บาท

มอบของที่ระลึกและมอบเงินสนับสนุนสำหรับใช้ประโยชน์ให้แก่หน่วยงานราชการและพื้นที่เขตเทศบาลเมืองมาตาพิทยาดำรงและเทศบาลเมืองบ้านฉาง



สนับสนุนสิ่งของเครื่องใช้สำหรับช่วยเหลือประชาชน



GC และ กลุ่ม ปตท. สนับสนุนสิ่งของเครื่องใช้สำหรับช่วยเหลือประชาชน ผู้สูงอายุ ภาวะพึ่งพิง คนพิการ ผู้ป่วยติดเตียง มูลค่ารวม 20,000 บาท

GC และกลุ่ม ปตท.จังหวัดระยอง ร่วมทำบุญ วันครบรอบ 16 ปี หนังสือพิมพ์ข่าวระยอง



ร่วมทำบุญ วันครบรอบ 16 ปี หนังสือพิมพ์ข่าวระยอง ณ สำนักงานหนังสือพิมพ์ ข่าวระยอง

ลงพื้นที่ร่วมกับกลุ่ม ปตท. และ สทช.1 สำรวจเส้นทางจัดทำแผนผังและป้ายบอกระยะทาง โครงการป่าชายเลนเจดีย์กลางน้ำ



สนับสนุนการแข่งขันกอล์ฟการกุศล กต.ดร. สก.หน่วยโป่ง

GC มอบงบประมาณสนับสนุนการแข่งขันกอล์ฟการกุศล กต.ดร. สก.หน่วยโป่ง จำนวน 60,000 บาท





สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน



GC และ กลุ่ม ปตท. ร่วมกิจกรรมพัฒนาชุมชน มอบงบประมาณสนับสนุนกิจกรรมวันเฉลิมพระชนมพรรษาราชินี ประจำปี 2565 และวันเฉลิมพระชนมพรรษาพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว ประจำปี 2565



มอบงบประมาณสนับสนุนกิจกรรมวิสาหกิจชุมชนชมรมประมงเรือเล็กพื้นบ้านฯ



• GC มอบงบประมาณสนับสนุนกิจกรรมวิสาหกิจชุมชนชมรมประมงเรือเล็กฯ สมาชิกประมาณ 7 กลุ่มในพื้นที่บ้านฉางและอำเภอเมือง



ร่วมพิธีเปิดโครงการตลาดถนนผลไม้เมืองบ้านฉาง ประจำปีงบประมาณ 2565

ร่วมสนับสนุนโครงการศูนย์การเรียนรู้เพาะเลี้ยงสาหร่ายทะเล พวงองุ่นและศูนย์บริการอาหารอัมเดียวยี่สิบบาท



GC ร่วมสนับสนุนโครงการศูนย์การเรียนรู้เพาะเลี้ยงสาหร่ายทะเลพวงองุ่นและศูนย์บริการอาหารอัมเดียวยี่สิบบาท จำนวน **5,000** บาท โดยมีพระครูวิธานสุพัฒน์กิจ อินทรอยู่ เจ้าอาวาสวัดพลา รับมอบ ณ วัดพลา

มอบคอมพิวเตอร์โน้ตบุ๊ก และ Printer แก่สถานีตำรวจภูธรห้วยโป่ง



GC มอบคอมพิวเตอร์โน้ตบุ๊ก และ Printer แก่สถานีตำรวจภูธรห้วยโป่ง มูลค่ารวม **22,080** บาท โดยมี พ.ต.อ.วุฒิพงษ์ ทับแสง ผู้กำกับสถานีตำรวจภูธรห้วยโป่ง

ส่งมอบถุงกระดาษมือสองสภาพดี ครั้งที่ 2



บริษัท พีทีที ฟินอล จำกัด ส่งมอบถุงกระดาษมือสองสภาพดี ครั้งที่ 2 อันเกิดจากการร่วมใจบริจาคของพนักงาน จำนวน **350** ใบ มอบให้แก่ศูนย์บริการสาธารณสุขสามตาตุ่ม เพื่อบรรจุยาและอาหารแห้งให้แก่ผู้มารับบริการในศูนย์ฯ



สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน



มอบงบประมาณสนับสนุนการจัดงานโครงการ TO BE NUMBER ONE ให้แก่ชุมชนและสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมต้นบึงฉลวยและวันออกมามดาพูด



ลงพื้นที่เยี่ยมชุมชนหรือเกี่ยวกับเอกสารประกอบการขอขึ้นใบในการขออนุญาต อย. อาหาร



ลงพื้นที่เยี่ยมชุมชนหรือเกี่ยวกับการถ่ายภาพสวนผลไม้เพื่อลงโปรโมทในวารสารใส่ใจ by GC



เยี่ยมร้านค้าชุมชนที่ขายของงาน T/A และ T/A BPA 2022



ลงพื้นที่พบปะชุมชนรอบรั้วโรงงาน



GC ลงพื้นที่พบปะชุมชนรอบรั้วโรงงาน
1 หน่วยงานราชการ
6 ชุมชน
2 กลุ่มประมง

ร่วมงานกิจกรรมเสวนาพาทินปู กลุ่มประมงเรือเล็กบ้านพุน



GC ร่วมงานกิจกรรมเสวนาพาทินปู กลุ่มประมงเรือเล็กบ้านพุน พร้อมทั้งร่วมสนับสนุนอาหารและเครื่องดื่ม โดยมีคุณเทสิษฐ์ บุญเจริญ ประธานกลุ่มประมงเรือเล็กบ้านพุน รับมอบ



สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน



GC ร่วมงานตามประเพณีและร่วมงานแสดงความยินดีของชุมชนและหน่วยงานราชการภายในเขตพื้นที่จังหวัดระยอง



มอบงบประมาณสนับสนุนโครงการศึกษาดูงานเทศบาลนครระยอง และการศึกษาดูงานวิสาหกิจประมงฯ และชุมชนดากวน-อ่าวประดู่



มอบของที่ระลึก 100 ชุด โครงการสนับสนุนการพัฒนาสังคมผู้สูงอายุและชุมชนในพื้นที่เทศบาลตำบลมาบตาพุด



สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน



มอบเงินสนับสนุนงบประมาณปรับปรุงที่พักพิงกักขังบ้านสัดปุดมถนนยมจินดา



 จำนวน 125,000 บาท

มอบงบประมาณสนับสนุนงานประเพณีหิ้งกระเจาปี 2565



มอบงบประมาณสนับสนุนเทศกาลกินเจ ศาลเจ้ามาบตาพุด



 จำนวน 20,000 บาท



สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน



GC มอบงบประมาณสนับสนุน ร่วมงานตามประเพณีและร่วมงานแสดง
ความยินดี ของชุมชนและหน่วยงานราชการภายในเขตพื้นที่
จังหวัดระยอง



ร่วมงานทอดกรังสามัคคีและกิจกรรมทอดผ้าป่าประจำปี 2565
พื้นที่ 4 เขตเทศบาล จำนวน 20 วัด



สร้างความสัมพันธ์และสนับสนุนกิจกรรมชุมชน



ร่วมกิจกรรมปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำพร้อมบริษัทภาคีเครือข่าย



มอบงบประมาณสนับสนุนกิจกรรม Kick off การรณรงค์จังหวัด
ระยองปลอดภัย คำนวณวินัยจราจร



มอบสิ่งของ เครื่องอุปโภค-บริโภค สนับสนุนกิจกรรมต่างๆ ของ
ชุมชนและหน่วยงานราชการภายในเขตพื้นที่จังหวัดระยอง



ร่วมงานธนาคารออมสิน จัดโครงการออมสินยุวพัฒน์รักษ์ถิ่น
ระดับประเทศ ประจำปี 2565





งานสัมมนาชุมชนกลุ่ม ปตท. รุ่นที่ 1-6

กลุ่มปตท. จังหวัดระยอง จัดสัมมนาชุมชนรอบรั้วโรงงาน 4 เขตเทศบาล เพื่อสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างโรงงานและชุมชนโดยรอบ





ด้านสิ่งแวดล้อม

GC ร่วมโครงการร่วมใจพิทักษ์สิ่งแวดล้อม บริเวณชายหาดพยุง



- พนักงานและผู้บริหาร GC ร่วมโครงการร่วมใจพิทักษ์สิ่งแวดล้อมบริเวณชายหาดพยุง โดยร่วมทำกิจกรรมทาสีฟุตบอล ดีไซน์จราจร เก็บขยะบริเวณชายหาด แยกตามประเภทขยะ ตัดแต่งกิ่งไม้ ตัดหญ้า กวาดถนนเรียบชายหาด ปลูกต้นไม้และบำรุงรักษาต้นไม้ กิจกรรมดังกล่าวได้รับเกียรติจากนายอำเภอบ้านฉาง และนายกเทศมนตรีตำบลบ้านฉาง เป็นประธานในพิธี



GC สนับสนุนโครงการการศึกษาและสำรวจต้นไม้ทรงคุณค่า ในป่าชุมชนจังหวัดระยอง



- สนับสนุนโครงการการศึกษาและสำรวจต้นไม้ทรงคุณค่าในป่าชุมชนจังหวัดระยอง จำนวน **10,000** บาท

จัดกิจกรรมปลูกต้นไม้เนื่องในวันสิ่งแวดล้อมโลก



- GC Glycol และ PTT Phenol ร่วมจัดกิจกรรมปลูกต้นไม้เนื่องในวันสิ่งแวดล้อมโลก 5 มิถุนายน และสอดคล้องกับนโยบาย Decarbonization ของ GC ด้วย



ด้านสิ่งแวดล้อม

GC ร่วมคัดแยกขวดพลาสติกและนำไปร่วมทอดผ้าป่า ชะริไชเคิลเพื่อการศึกษาในกิจกรรมทอดผ้าป่าขยะเพื่อการศึกษา ชุมชนวัดชาลูกหญ้า



พนักงานจิตอาสา GC ช่วยกันคัดแยกขวดพลาสติกเพื่อนำไปร่วมในกิจกรรมทอดผ้าป่า ชะริไชเคิล เพื่อการศึกษา โดยในกิจกรรมครั้งนี้ GC นำขวดพลาสติกจากโครงการYOUเทิร์น x GC Volunteer ประจำเดือนพฤษภาคม ร่วมกิจกรรมรวมทั้งสิ้น 888 กิโลกรัม



GC ต้อนรับคณะสมาคมจดทะเบียนหลักทรัพย์



- GC ร่วมต้อนรับคณะสมาคมจดทะเบียนตลาด ดูนงานโครงการ
 - โครงการ Trash Trapper การดัักขยะปากท่อและการจัดการขยะในแม่น้ำของเทศบาลนครระยอง
 - ศูนย์บริการจัดการขยะรีไซเคิลวิสาหกิจชุมชนธนาคารคัดแยกขยะรีไซเคิล ชุมชนวัดชาลูกหญ้า
 - กลุ่มประมงเรือเล็กเก้ายอด

ชุมชนหนองบัวแดง ร่วมดำเนินโครงการ Community Waste Model



GC และชุมชนหนองบัวแดง ดูนงานศูนย์บริหารและจัดการขยะรีไซเคิลชุมชนวัดชาลูกหญ้า เพื่อนำไปปรับใช้กับวิสาหกิจชุมชนหนองบัวแดงที่กำลังจะจัดตั้งศูนย์บริหารและจัดการขยะรีไซเคิลชุมชน และลงสำรวจพื้นที่เพื่อเตรียมความพร้อมในการจัดทำศูนย์บริหารและจัดการขยะรีไซเคิลในชุมชนหนองบัวแดง



ด้านสิ่งแวดล้อม

GC ลงสำรวจแปลงปลูกป่าชายเลนเพื่อประโยชน์จากคาร์บอนเครดิต



- ลงพื้นที่ร่วมกับผู้อำนวยการศูนย์บริหารจัดการป่าชายเลนจังหวัดระยอง จังหวัดจันทบุรี และจังหวัดตราด เพื่อสำรวจแปลงปลูกป่าชายเลนเพื่อประโยชน์จากคาร์บอนเครดิต โดยมีการสำรวจพื้นที่ใน 3 จังหวัดรวมทั้งสิ้นจำนวน **45** แปลง ในพื้นที่ที่ได้รับจัดสรรจากทช.

กิจกรรมปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำบริษัท Vencorex



ร่วมกับกลุ่มประมงเรือเล็กบ้านพลาอุตะเกาสามัคคี ปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำ **500,170** ตัว เพื่ออนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ เพิ่มปริมาณพันธุ์สัตว์น้ำที่อาศัยอยู่ในทะเล สร้างสมดุลให้กับระบบนิเวศทางทะเล เพิ่มรายได้ให้กับกลุ่มประมง และสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างชุมชนในท้องถิ่น



โครงการ YOUเทิร์น X volunteer



- GC นำขวดพลาสติกจากโครงการ YOUเทิร์น X volunteer นำส่งให้แก่ศูนย์บริหารและจัดการขยะรีไซเคิลชุมชนวัดชากลูกหญ้า เพื่อสร้างรายได้ให้กับชุมชนและปลูกจิตสำนึกให้พนักงานคัดแยกขยะตั้งแต่ต้นทาง

ร่วมกับวิทยาลัยเทคนิคอุดมสาหกรรมระยอง จัดทำแผนดำเนินโครงการอีซูมูฟพื้นที่จากโฟมต่อ ยอดจากการดำเนินโครงการปี 2564



- GC และวิทยาลัยฯ จะร่วมกันออกแบบเครื่องบดโฟม เพื่อทุนแรงและจัดการปัญหาขยะโฟม และนำไปต่อยอดพัฒนาสูตรอีซูมูฟจากโฟมให้ผ่านมาตรฐาน มอก.



ด้านสิ่งแวดล้อม

กิจกรรม GC11 Plogging Plus+ รังเกียชขยะ ปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำ รวมจำนวน และปลูกต้นไม้ ณ ชายหาดหนองแฟบ



กิจกรรมเก็บขยะ ทำความสะอาดรอบรั้วโรงกลั่นน้ำมัน



ร่วมพิธีปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำ เนื่องในวันประมงแห่งชาติ



สนับสนุนกิจกรรม จำนวน **10,000** บาท

กิจกรรมเก็บขยะชายหาดให้เขตพื้นที่รอบรั้วโรงงาน GC



- ชายหาดพยุ
- ชายหาดสุชาติ
- ชายหาดกวน-อ่าวประจู่
- ชายหาด BTF JETTY



ด้านสิ่งแวดล้อม



GC ให้ความรู้เรื่องการคัดแยกขยะพลาสติก ขยะรีไซเคิลอื่นๆ และให้ความรู้เกี่ยวกับการใช้ Application YOUTURN BY GC



GC และบริษัท Envicco ร่วมลงพื้นที่ให้ความรู้เรื่องการคัดแยกขยะพลาสติก ขยะรีไซเคิลอื่นๆ และให้ความรู้เกี่ยวกับการใช้ Application YOUTURN BY GC เพื่อเตรียมความพร้อมในการรับซื้อขยะรีไซเคิลให้แก่ชุมชนหนองบัวแดง จ.ระยอง และ ชุมชนตำบลลำเหย จ.นครปฐม

ส่งมอบรางวัลให้กับอุปกรณ์ช่วยยกถุง Big bags ให้แก่ศูนย์บริหารและจัดการขยะรีไซเคิล ชุมชนเขาไฟ



จัดนิทรรศการเกี่ยวกับการบริหารจัดการขยะรีไซเคิล ร่วมกับหน่วยงานราชการต่าง ๆ ในภาคตะวันออก



GC ร่วมจัดนิทรรศการให้ความรู้กับ 3 หน่วยงาน ได้แก่

- สำนักงานสิ่งแวดล้อมและควบคุมมลพิษที่ 13 (ชลบุรี)
- สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จังหวัดฉะเชิงเทรา
- อบต.เพ



ด้านสิ่งแวดล้อม



GC จับมือกับกรุงเทพมหานครจัดกิจกรรมกิจกรรมปลูกต้นไม้ ยิ่งปลูก ยิ่งดี



โครงการส่งเสริมและพัฒนาอาชีพประมง กิจกรรมสร้างแหล่งอาศัยสัตว์ทะเลด้วยซังกล



มอบงบประมาณสนับสนุน การประกวดนางนพมาศรีไซเคิล Net Zero จำนวน 28,000 บาท ณ ชุมชนวัดชาลูกนกญ่า



กิจกรรมเก็บขยะชายหาดให้เขตพื้นที่รอบรั้วโรงงาน GC



- ขยะหาดพลา
- ขยะหาดหนองแฟบ
- ขยะหาดตากวน-อ่าวประดู่
- ขยะหาด BTF JETTY



ด้านสิ่งแวดล้อม



รับคณะเยี่ยมชมและดูงาน โครงการ Community Waste Model



- ตัวแทนจากมูลนิธิคีนันแห่งเอเชีย (KENAN)
- เขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจพิเศษภาคตะวันออก (EECi)
- กลุ่มนักธุรกิจรุ่นใหม่ภายใต้หอการค้าจังหวัดระยอง (Young Entrepreneur chamber of commerce : YEC)
- สโมสรฟุตบอลระยองเอฟซี
- เทศบาลเมืองบ้านฉาง
- เทศบาลเมืองมาบตาพุด
- องค์การบริหารส่วนตำบลลำเหย
- สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัดนครปฐม
- วิทยาลัยชุมชนรวมใจชัยะรีไชเคิลตำบลลำเหย

เปิดศูนย์บริหารจัดการขยะรีไซเคิล อบต.ลำเหย จ. นครปฐม ภายใต้โครงการ Community Waste Model และส่งมอบรถ Smart ชาเลนจ์ EV





ด้านการสื่อสารและสร้างความเข้าใจ



ชี้แจงชุมชนงานซ่อมบำรุงและสังเกตการณ์ T/A GC11



ลงพื้นที่ชี้แจงและสังเกตการณ์ชุมชนหนองแฟบ งานซ่อมบำรุง T/A GC11 และพร้อมรับฟังร้องเรียนจากชุมชน

ลงพื้นที่สื่อสารและชี้แจงกิจกรรมงานซ่อมบำรุง



รถแท็กซี่ร่วมเดินทางซ่อมบำรุง T/A GC11 ในพื้นที่ชุมชนรอบรั้วโรงงาน

ชี้แจงชุมชน กิจกรรมซ่อมบำรุงของโรงกลั่นน้ำมัน



ลงพื้นที่ชี้แจงกิจกรรมซ่อมบำรุงของโรงกลั่นน้ำมัน พุดคุยถึงสถานการณ์ทั่วไปในชุมชน รวมถึงสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 เพื่อสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างโรงงานและชุมชน ณ ชุมชนตากวน-อ่าวประดู่

ชี้แจงชุมชน งานซ่อมบำรุง T/A GC11



GC ลงพื้นที่ชุมชนรอบรั้วโรงงาน GC11 เพื่อชี้แจงผลกระทบและมาตรการป้องกันแก้ไขด้านกลิ่น และเสียงจากงานซ่อมบำรุง

หาแนวทางปรับปรุงแก้ไขการดำเนินงานของชุมชนชากลูกหญ้า



ลงพื้นที่รับฟังปัญหาการดำเนินงานของชุมชนชากลูกหญ้า ในการรับจ้างตัดแยกขยะ วัตถุประสงค์มีอุปสรรคจากการมีข้อตกลงต่อการคัดแยกขยะและรายได้ลดลง และหาแนวทางปรับปรุงแก้ไขร่วมกับบริษัท เอ็นวิคโค จำกัด



ด้านการสื่อสารและสร้างความเข้าใจ



ประชุมรับฟังความคิดเห็น โครงการโรงงานผลิตสารบิสฟีนอล เอ (ส่วนขยายครั้งที่ 2) บริษัท พีทีที ฟีนอล จำกัด



จัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนในพื้นที่ตำบลบ้านฉาง เมืองบ้านฉาง และกลุ่มประมงบ้านฉาง เพื่อทบทวนรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงงานผลิตสารบิสฟีนอล เอ (ส่วนขยาย ครั้งที่ 2) บริษัท พีทีที ฟีนอล จำกัด

ประชุมรับฟังความคิดเห็นโครงการโรงงานผลิตสารบิสฟีนอล เอ (ส่วนขยาย ครั้งที่ 3) บริษัท พีทีที ฟีนอล จำกัด



จัดประชุมรับฟังความคิดเห็นประชาชนในพื้นที่เทศบาลเมืองมาบตาพุดเขต 1 เขต 2 เขต 3 พื้นที่ตำบลบ้านฉาง เมืองบ้านฉาง และกลุ่มประมงพื้นบ้าน ผ่านระบบ VDO Meeting สำหรับโครงการโรงงานผลิตสารบิสฟีนอล เอ (ส่วนขยายครั้งที่ 3) บริษัท พีทีที ฟีนอล จำกัด

สื่อสารความเข้าใจงานซ่อมบำรุงใหญ่ T/A BPA 2022



ลงพื้นที่สื่อสารชี้แจงงานซ่อมบำรุงใหญ่ หน่วยการผลิตสารบิสฟีนอล เอ ของบริษัท พีทีที ฟีนอล จำกัด ให้แก่ชุมชนมาบตาพุด ชุมชนมาบตาพุดกลาง ชุมชนหนองแฟบ วัดหนองแฟบ โรงเรียนหนองแฟบ และชุมชนในเขตรอบรั้วโรงงาน

นำร้านค้าชุมชนงาน T/A BPA 2022 ตรวจสอบสภาพเครื่องใช้ไฟฟ้า



นำร้านค้าชุมชนหนองแฟบที่จะขายอาหารในงานซ่อมบำรุงใหญ่ T/A BPA 2022 ระหว่างวันที่ 26 กรกฎาคม ถึง 22 สิงหาคม 2565 ตรวจสอบสภาพเครื่องใช้ไฟฟ้า และอบรมความปลอดภัย



ด้านการสื่อสารและสร้างความเข้าใจ



ลงพื้นที่ชี้แจงกรณีพบน้ำเสียมีกลิ่นเหม็นในคลองบางเบ็ด บริเวณชุมชนหนองแฟบ



ลงพื้นที่ชี้แจงข้อมูลแก๊สจากกิจกรรมประมงเรือเล็กหนองแฟบ และ วิสาหกิจชุมชนชมรมประมงเรือเล็กอ.เมือง และ อ.บ้านฉางสามัคคี

ลงพื้นที่ติดตามกรณีพบน้ำเสียมีกลิ่นเหม็นในคลองบางเบ็ด ร่วมกับกลุ่มประมงหนองแฟบสามัคคี



ลงพื้นที่ติดตามกรณีพบน้ำเสียมีกลิ่นเหม็นในคลองบางเบ็ด ร่วมกับกลุ่มประมงหนองแฟบสามัคคี

ลงพื้นที่ชุมชนแจกหนึ่งสี่เชิญเข้าร่วมพิธีเปิดการแข่งขันฟุตบอลของกลุ่ม ปตท.



แจกหนึ่งสี่เชิญเข้าร่วมพิธีเปิดการแข่งขันฟุตบอลของกลุ่ม ปตท. ให้แก่ชุมชนตากวน-อ่าวประดู่ ชุมชนหนองบัวแดง ชุมชนเกาะกก ชุมชนโชดหิน2 ชุมชนโชดหินมิตรภาพ ชุมชนซอยประปา ชุมชนคลองน้ำหนู และชุมชนกรอกยายชา

ลงพื้นที่ชี้แจงรายละเอียดโครงการส่วนขยายโรงงาน และงานซ่อมบำรุง



ผู้บริหารและพนักงาน บริษัท พีทีที ฟีนอล จำกัด ลงพื้นที่ให้รายละเอียดโครงการส่วนขยายโรงงาน และงานซ่อมบำรุงของบริษัท แก่ท่านพระครูรัตนกรวิสุทธิ เจ้าอาวาสวัดหนองแฟบ พร้อมมอบหน้ากากอนามัยและร่มเพื่อใช้ในกิจของสงฆ์



ด้านการสื่อสารและสร้างความเข้าใจ



ชี้แจงและประชุมรับฟังความคิดเห็นต่อร่างข้อเสนอโครงการ โครงการโรงงานผลิตอีพ็อกซีเรซิน แก่ชุมชน



ลงพื้นที่ชี้แจงประชุมรับฟังความคิดเห็นต่อร่างข้อเสนอโครงการ รายละเอียดโครงการ ขอบเขตการศึกษาและการประเมินทางเลือก โครงการโรงงานผลิตอีพ็อกซีเรซิน ซึ่งเป็นการขยายธุรกิจเข้าสู่ธุรกิจปิโตรเคมีขั้นปลายของบริษัท พีทีที ฟีนอล จำกัด แก่ชุมชนในเขตพื้นที่เทศบาลเมืองมาบตาพุด เทศบาลเมืองบ้านฉางและเทศบาลตำบลบ้านฉาง

รวมทั้งสิ้น 78 ชุมชน และกลุ่มประมงโดยรอบ 9 กลุ่ม

ลงพื้นที่เยี่ยมร้านค้าชุมชนงาน T/A BPA 2022



ลงพื้นที่เยี่ยมร้านค้าจากชุมชนหนองแฟบที่มาขายอาหารงานซ่อมบำรุงใหญ่ BPA 2022 และสังเกตการณ์จำนวนผู้รับเหมา และรับฟังข้อเสนอแนะต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ ต่อร้านค้าชุมชน



ด้านการสื่อสารและสร้างความเข้าใจ



ลงพื้นที่สื่อสารชี้แจงงาน S/D GCO



นำร้านค้าชุมชนมาปลอด อบรมความปลอดภัย และ ตรวจสอบสภาพเครื่องใช้ไฟฟ้า งานซ่อมบำรุง T/A GCO



ชี้แจงกิจกรรมงานซ่อมบำรุงของโรงกลั่นน้ำมัน (GC6)



ลงพื้นที่ชี้แจงสัมนาชุมชนกลุ่ม ปตท. รุ่นที่ 7





➤ 22ข

เอกสารขั้นตอนรับเรื่องร้องเรียน



๒. ประมวลกฎหมายอาญา
 ๓. ประมวลกฎหมายวิธีพิจารณาความอาญา
 ๔. ประมวลกฎหมายวิธีพิจารณาความแพ่ง
 ๕. ประมวลกฎหมายวิธีพิจารณาความอาญา
 ๖. ประมวลกฎหมายวิธีพิจารณาความแพ่ง
 ๗. ประมวลกฎหมายวิธีพิจารณาความอาญา
 ๘. ประมวลกฎหมายวิธีพิจารณาความแพ่ง
 ๙. ประมวลกฎหมายวิธีพิจารณาความอาญา
 ๑๐. ประมวลกฎหมายวิธีพิจารณาความแพ่ง

 กลุ่มบริษัท ซีพีที ไทยแลนด์ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน)		24-Q-783-004 : Safety Health & Environment (SH&E) Compliance and Complaints	
		10-11	5.6.3 กรณีที่พบว่า "รายงานการควบคุมแบบอิง Suggestion / Complaint Form"
		11	- ข้อ 5.6.4 วิธีการ: กอง, เสา, ตาเหล็ก, อุบัติการณ์ของอุบัติเหตุ - ข้อ 5.6.5 ข้อความ: "ถ้ามีสิ่งผิดปกติ มี ความผิดปกติ ยกดขี่ ขาดข้อบกพร่อง"
		13	ข้อ 7.1 ของการอ้างอิง: ข้อ 7.1 ของการอ้างอิง Complaints Form (F-Q-SH) 24-Q-SH-004-01
		14	เป้าหมายหลัก: การจัดการข้อ 3.3 โดย 1. 14R - เพิ่มข้อความ: "เอกสารที่เกี่ยวข้องการ ระบบการปฏิบัติงานของเครื่องจักร หรือ (DCMR)" - เป้าหมายหลักของ 2 เป็น 4 - เพิ่มข้อความ: "เอกสารการปฏิบัติงาน ความปลอดภัยหรือ (ISO 22381)" 2. ผู้ปฏิบัติงาน: เพิ่มข้อความ: "เอกสาร ข้อตกลงทางด้านการปฏิบัติงาน" 3. ข้อบังคับ: เพิ่มข้อความ: "เอกสาร ข้อตกลงทางด้านการปฏิบัติงาน" 4. นำเข้าเอกสารจาก: เพิ่มข้อความ: "เอกสาร ขาดการดำเนินการ" รวมทั้ง ขาดการดำเนินการ
3	11 ธันวาคม 2561	ทั้งหมด	ปรับปรุงเอกสารที่เกี่ยวข้องการปฏิบัติงาน ขาดการดำเนินการ
			ดำเนินการ: ผสมผสาน

 <p style="text-align: center;"> กรุงเทพมหานคร กรุงเทพมหานคร กรุงเทพมหานคร </p>	<p style="text-align: center;"> M(Q)-S-009 : Safety Health & Environment of (SHC) Communication and Compliance </p>
---	--

สารบัญ

1.	วัตถุประสงค์	1
2.	ขอบเขต	2
3.	หน้าที่และความรับผิดชอบ	3
4.	WORD KPL (KW)	5
5.	รายละเอียดการดำเนินงาน	10
6.	WYUPLLOW KPL	35
7.	เอกสารอ้างอิง	35
8.	ภาพประกอบ	35
8.1	การจัดเก็บรวบรวม	17
8.2	จัดเก็บและเผยแพร่	14
8.3	เผยแพร่ประชาสัมพันธ์	13


ประกาศใช้วันที่ :

วันที่มีผลบังคับใช้ : 1 ธันวาคม 2564

จำนวนหน้า : 01

หน้า 1

	กลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ (มหาชน)	P-Q-73-004 : Safety Health & Environment (SHE) Communication and Compliance
---	---	--

	กลุ่มบริษัท สหกิจ (มหาชน) จำกัด จำกัด (มหาชน)	P-Q-TS-001 : Safety Health & Environment (SHE) Communication and Complaints
---	--	--

3. หน้าที่และความรับผิดชอบ

3.1 ผู้จัดการฝ่าย / ผู้จัดการด้าน SHE Manager หรือเทียบเท่า

- จัดทำข้อมูล ฝึกอบรม หรือ จัดให้มีการอบรมแก่พนักงานประจำและพนักงานชั่วคราวขององค์กร เกี่ยวกับขั้นตอนและมาตรการควบคุมป้องกันอันตราย (HSE) หรือ ที่เกี่ยวข้องผู้รับทราบ ให้ปฏิบัติตามมีผลบังคับใช้และตรวจสอบการปฏิบัติตาม
- เมื่อได้รับการร้องเรียนหรือแจ้งเหตุผิดปกติจากพนักงาน ให้สอบสวนและดำเนินการตามขั้นตอนการสอบสวน / แจ้งถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและดำเนินการแก้ไข
- จัดทำหรือปรับปรุงขั้นตอนการดำเนินงานเกี่ยวกับเรื่องความปลอดภัย ที่สอดคล้องกับกฎหมาย มาตรฐานสากล หรือ มาตรฐานขององค์กรที่เกี่ยวข้อง การปฏิบัติตามขั้นตอนที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของกฎหมาย

3.2 SHE Supervisor, ผู้จัดการฝ่ายหรือเทียบเท่า

- เมื่อมีการร้องเรียนหรือแจ้งเหตุผิดปกติจากพนักงานประจำและพนักงานชั่วคราวขององค์กร ให้ดำเนินการสอบสวนและดำเนินการตามขั้นตอนการสอบสวน / แจ้งถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและดำเนินการแก้ไข
- จัดทำหรือปรับปรุงขั้นตอนการดำเนินงานเกี่ยวกับเรื่องความปลอดภัย ที่สอดคล้องกับกฎหมาย มาตรฐานสากล หรือ มาตรฐานขององค์กรที่เกี่ยวข้อง การปฏิบัติตามขั้นตอนที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของกฎหมาย
- การตรวจสอบข้อเท็จจริงเกี่ยวกับเรื่องความปลอดภัยจากพนักงานประจำและพนักงานชั่วคราว ที่มีข้อสงสัยหรือข้อสงสัยเกี่ยวกับความปลอดภัย การดำเนินการตามขั้นตอนการสอบสวน / แจ้งถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและดำเนินการแก้ไข

3.3 ผู้จัดการฝ่าย Crisis and Security Management (Q-SIS-CM)

- มีส่วนร่วมในการจัดการกับเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัยของพนักงานและพนักงานชั่วคราว

ประกาศใช้ครั้งที่ 1 : 11 ธันวาคม 2561
ฉบับที่ออกบังคับใช้ : 11 ธันวาคม 2561

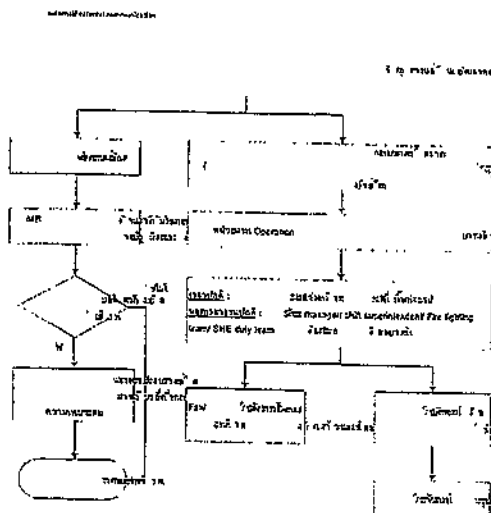
3.4 หน่วยงาน

- พนักงานทุกคนสามารถแจ้งเหตุผิดปกติหรือร้องเรียนเกี่ยวกับความปลอดภัยของพนักงานและพนักงานชั่วคราวขององค์กรได้ โดยไม่ต้องกังวลเกี่ยวกับผลกระทบใดๆ ต่อการทำงานหรือการจ้างงาน
- พนักงานทุกคนสามารถแจ้งเหตุผิดปกติหรือร้องเรียนเกี่ยวกับความปลอดภัยของพนักงานและพนักงานชั่วคราวขององค์กรได้ โดยไม่ต้องกังวลเกี่ยวกับผลกระทบใดๆ ต่อการทำงานหรือการจ้างงาน

ประกาศใช้ครั้งที่ 1 : 11 ธันวาคม 2561
ฉบับที่ออกบังคับใช้ : 11 ธันวาคม 2561

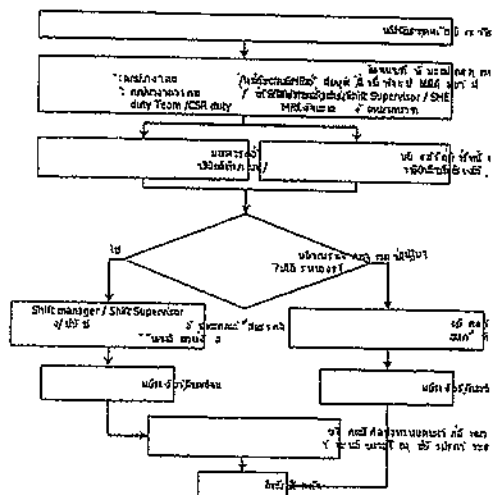
4. WORKFLOW

4.1 การจัดการการร้องเรียน



ประกาศใช้ครั้งที่ 1 : 11 ธันวาคม 2561
ฉบับที่ออกบังคับใช้ : 11 ธันวาคม 2561

4.2 การแจ้งเหตุผิดปกติ



ประกาศใช้ครั้งที่ 1 : 11 ธันวาคม 2561
ฉบับที่ออกบังคับใช้ : 11 ธันวาคม 2561

ประกาศใช้วันที่ : กันยายน พ.ศ. ๒๕๖๑
หน้า ๓๔ จาก ๓๕

➤ 23๗

เอกสารบันทึกสรุปข้อร้องเรียน
(ระหว่างเดือน กรกฎาคม-ธันวาคม 2565)



สรุปจำนวนข้อร้องเรียนด้านสิ่งแวดล้อม ประจำปี 2565

Figure 6 is a 3D bar chart titled "จำนวนข้อร้องเรียน" (Number of Complaints). The vertical axis (Y-axis) represents the count, ranging from 0 to 1. The horizontal axis (X-axis) lists four categories: ม.ค., ก.พ., มี.ค., เม.ย., พ.ค., มิ.ย., ก.ค., ส.ค., ก.ย., ต.ค., พ.ย., ธ.ค. The depth axis (Z-axis) identifies three groups: ด้านกลืน (blue), ด้านเสียง (orange), and ด้านความร้อน (grey). The chart displays the frequency of complaints for each group across the months.

Month	ด้านกลืน (Blue)	ด้านเสียง (Orange)	ด้านความร้อน (Grey)
ม.ค.	0	0	0
ก.พ.	0	0	0
มี.ค.	0	0	0
เม.ย.	0	0	0
พ.ค.	0	0	0
มิ.ย.	0	0	0
ก.ค.	0	0	0
ส.ค.	0	0	0
ก.ย.	0	0	0
ต.ค.	0	0	0
พ.ย.	0	0	0
ธ.ค.	0	0	0

➤ 24ข

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





คำสั่งการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

ที่ ๓๓๔ /๒๕๖๕

เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการมวลชนสัมพันธ์และสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท
พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

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

เพื่อให้องค์ประกอบและหน้าที่อำนาจของคณะกรรมการฯ สอดคล้องกับมาตรการป้องกัน
และแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการกลุ่มบริษัท
พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด และเป็นไปตามโครงสร้าง
ปัจจุบันขององค์กร อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๒๘ แห่งพระราชบัญญัติการนิคมอุตสาหกรรม
แห่งประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๒๒ จึงให้ยกเลิกคำสั่งดังกล่าวข้างต้น และแต่งตั้งคณะกรรมการมวลชนสัมพันธ์
และสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ขึ้นใหม่ โดยมีองค์ประกอบ
หน้าที่และอำนาจ ดังต่อไปนี้

๑. องค์ประกอบ

- | | | |
|------|--|------------------|
| ๑.๑ | ผู้อำนวยการสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมดับบลิวเอชเอ
ตะวันออก (มาบตาพุด) | ประธานกรรมการ |
| ๑.๒ | ผู้อำนวยการสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด | รองประธานกรรมการ |
| ๑.๓ | ผู้อำนวยการศูนย์ควบคุมมลพิษจังหวัดระยอง
กรมควบคุมมลพิษ | กรรมการ |
| ๑.๔ | สาธารณสุขจังหวัดระยอง | กรรมการ |
| ๑.๕ | ผู้อำนวยการสำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและ
สิ่งแวดล้อม 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 ๔ 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
เคมีคอล จำกัด (มหาชน) | กรรมการ
และเลขานุการ |

ให้คณะกรรมการฯ มีวาระการดำรงตำแหน่งคราวละ ๔ ปี และดำรงตำแหน่งติดต่อกันไม่เกิน ๒ วาระ

๒. หน้าที่และอำนาจ

- ๒.๑ ประสานงานและกำกับดูแลให้โครงการฯ ดำเนินการโดยไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- ๒.๒ ให้คำปรึกษา เสนอแนะแนวทาง และประสานงานแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อม และข้อร้องเรียนของชุมชนอันเนื่องมาจากการดำเนินงานของโครงการฯ
- ๒.๓ พิจารณาและให้ข้อคิดเห็นต่อขั้นตอนและวิธีการดำเนินงานที่อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม 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 นับแต่วันที่คำสั่งนี้มีผลใช้บังคับ และในทุก ๒ ปี เพื่อเพิ่มเติมความรู้ใหม่หรือตามความเหมาะสม
- ๒.๑๐ กำหนดให้มีวาระการประชุมอย่างน้อยปีละ ๒ ครั้ง หรือมากกว่า หากมีเหตุจำเป็นเร่งด่วน เพื่อติดตามผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และแผนมวลชนสัมพันธ์ของโครงการฯ

ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

สั่ง ณ วันที่ ๗ มิถุนายน พ.ศ. ๒๕๖๕

ผู้ว่าการการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

➤ 25๗

เอกสารสรุปจำนวนคนงานในท้องถิ่น
(ระหว่างเดือน กรกฎาคม-ธันวาคม 2565)



ข้อมูลจำนวนพนักงาน

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

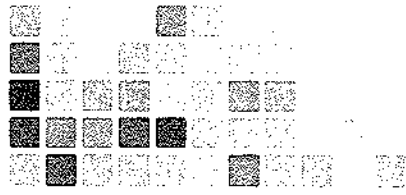
ที่มา : บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) เดือนธันวาคม 2564

หมายเหตุ : - เป็นพนักงานตาม Indicator ของแต่ละ Plant
 - ไม่นับพนักงานสาย Support เช่น Q-5H, H-8P, TEM, TPX, MCS, BSA

➤ 26ข

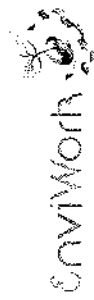
เอกสารการลงพื้นที่สำรวจความคิดเห็นประชาชน
ประจำปี 2565



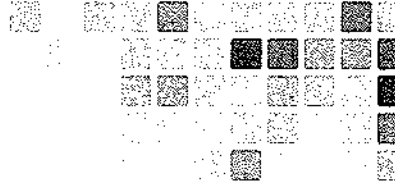


รายงานสำรวจความคิดเห็น ของประชาชน ผู้นำชุมชน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โครงการทำเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ บริษัท พีพีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา 7 ประจำปี 2565



บริษัท เอ็นไว เวิร์ค จำกัด



รายงานสำรวจความคิดเห็นของประชาชน ผู้นำชุมชน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โครงการทำเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์

บริษัท พีพีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา 7 ประจำปี 2565

สารบัญ	หน้า
สารบัญภาคผนวก	ก
สารบัญรูป	ข
สารบัญตาราง	ง
	จ
	ฉ
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญ	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
บทที่ 2 ขอบเขตและวิธีการศึกษา	3
2.1 ขอบเขตพื้นที่ศึกษา	3
2.2 กลุ่มเป้าหมายในการสำรวจความคิดเห็นและวิธีการสุ่มตัวอย่าง	3
2.3 เครื่องมือในการสำรวจความคิดเห็น	13
2.4 ขั้นตอนการดำเนินงานในการสำรวจความคิดเห็น	14
2.5 การวิเคราะห์และการจัดทำรายงาน	16
บทที่ 3 ผลการสำรวจความคิดเห็น	20
3.1 ผลการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มประชาชนตัวหนาครัวเรือน	20
3.2 ผลการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มผู้นำชุมชน	46
3.3 ผลการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อื่นใด	71
บทที่ 4 สรุปผลการสำรวจความคิดเห็น	77
4.1 กลุ่มประชาชนตัวหนาครัวเรือน	77
4.2 กลุ่มผู้นำชุมชน	84
4.3 กลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อื่นใด	91
บทที่ 5 เปรียบเทียบผลการสำรวจความคิดเห็น	94

1.2 วัตถุประสงค์

(1) สำรวจสภาพเศรษฐกิจและสังคม ของชุมชนรอบที่ตั้งแต่ละโครงการ รวมถึงสำรวจความคิดเห็นต่อปัญหาสภาพแวดล้อมของพื้นที่โดยรอบของแต่ละโครงการในปัจจุบัน

(2) สำรวจความพึงพอใจของชุมชน ผู้มาชุมชน ผู้แทนหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง กลุ่มพื้นที่รอบโครงการ กลุ่มประมง กลุ่มผู้เพาะเลี้ยงสัตว์น้ำ และสถานประกอบการข้างเคียง ต้องการดำเนินการตามมาตรการฯ ของแต่ละโครงการที่ระบุไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมและการดำเนินการเป็นกิจกรรมอื่นๆ เช่น ยุทธศาสตร์สีเขียว TQA และรายงานข้อมูลสิทธิมนุษยชน (Human Right) เป็นต้น รวมถึงการดำเนินงานกิจกรรมเพื่อสังคมของแต่ละโครงการ

(3) จัดทำรายงานสรุปผลการสำรวจความคิดเห็นของชุมชน ผู้มาชุมชน ผู้แทนหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง กลุ่มพื้นที่รอบโครงการ กลุ่มประมง กลุ่มผู้เพาะเลี้ยงสัตว์น้ำ และสถานประกอบการข้างเคียง เพื่อประกอบการรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่แต่ละโครงการต้องดำเนินการตามแผนและเสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สน.) รวมถึงหน่วยงานราชการอื่นๆ ตามที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมและใช้เป็นข้อมูลประกอบการดำเนินการด้านกิจกรรมอื่นๆ เช่น จุดสาทการรณสีเขียว TQA และรายงานข้อมูลสิทธิมนุษยชน (Human Right) เป็นต้น

(4) ข้อมูลที่ได้จากการสำรวจความคิดเห็นจะถูกนำไปประเมินผลเพื่อหาแนวทางปรับปรุง ป้องกัน และ/หรือ แก้ไข เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินการด้านกิจกรรมต่างๆ ของกลุ่มบริษัทฯ ที่เข้ามา ตลอดจนการจัดเตรียมแผนงานสำหรับการดำเนินการด้านกิจกรรมต่างๆ ด้านชุมชนสัมพันธ์ของลุ่มบริษัทฯ ต่อไป

บทที่ 2

ขอบเขตและวิธีการศึกษา

2.1 ขอบเขตพื้นที่ศึกษา

ขอบเขตพื้นที่ศึกษาเพื่อสำรวจความคิดเห็นของตัวแทนครัวเรือนและผู้มาชุมชนจะครอบคลุมชุมชนที่มีพื้นที่เกี่ยวข้องกับที่ตั้งหรือโครงการภายในรัศมี 5 กิโลเมตรจากขอบแนวรั้วของพื้นที่โครงการและชุมชนที่กำหนดไว้เป็นโครงการของโครงการ (แสดงดังรูปที่ 2.1-1) พบว่าครอบคลุมชุมชนที่อยู่ภายในพื้นที่กิจกรรมจำนวน 14 ชุมชน

2.2 กลุ่มเป้าหมายในการสำรวจความคิดเห็นและวิธีการสุ่มตัวอย่าง

การศึกษาเพื่อสำรวจความคิดเห็นของประชาชนในพื้นที่ศึกษาจะมีการกำหนดกลุ่มตัวอย่างออกเป็น 4 กลุ่ม คือ (1) กลุ่มประชาชนตัวแทนครัวเรือน (2) กลุ่มผู้มาชุมชน (3) กลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อื่นนอก (4) กลุ่มสถานประกอบการข้างเคียง มีรายละเอียดดังนี้

2.2.1 การกำหนดกลุ่มเป้าหมายที่เป็นประชาชนตัวแทนครัวเรือน

1) การศึกษาจำนวนครัวเรือนทั้งหมดในพื้นที่ศึกษา ข้อมูลจำนวนครัวเรือนของแต่ละชุมชนในพื้นที่ศึกษาจะอ้างอิงข้อมูลจากองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจากการศึกษาพบว่าพื้นที่ศึกษาในภาพรวมของโครงการจะครอบคลุมชุมชนที่อยู่ในเขตการปกครองของนครปกครองส่วนท้องถิ่นทั้งหมด 2 แห่ง (อ้างอิงรูปที่ 2.1-1) ได้แก่ เทศบาลเมืองมาบตาพุด (อำเภอเมืองระยอง) และเทศบาลตำบลบ้านฉาง (อำเภอบ้านฉาง) สำหรับจำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่อยู่ในพื้นที่ศึกษาสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.2.1-1

ตารางที่ 2.2.1-1

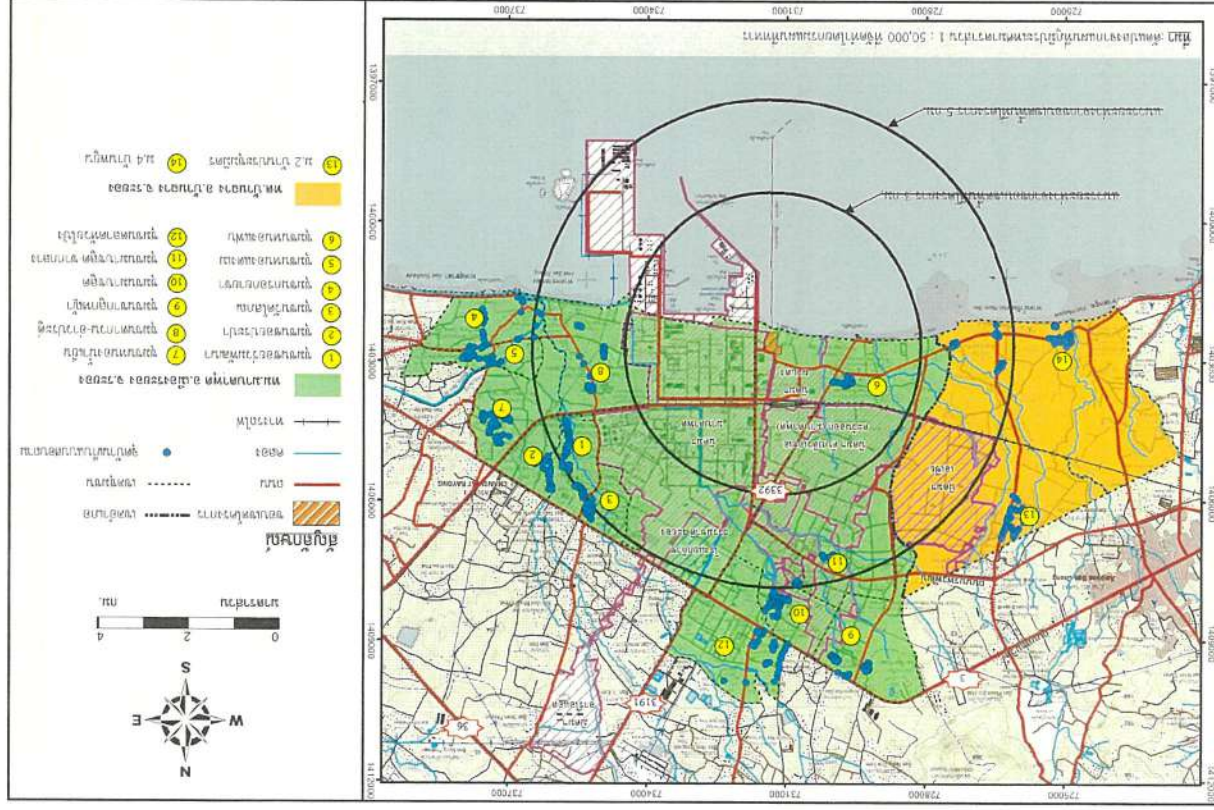
จำนวนครัวเรือนและจำนวนตัวอย่างครัวเรือน

ที่ทำการสำรวจในภาคสนามของกลุ่มครัวเรือนที่อยู่ในพื้นที่ศึกษา

No.	ชุมชน	จำนวนลูกค้าเรือใน พื้นที่ศึกษา	จำนวนตัวอย่าง ที่คำนวณได้ (ตัวอย่าง)	จำนวนตัวอย่างที่เก็บ จริง (ตัวอย่าง)
1.	กลุ่มลูกค้าเรือที่มีระยะทาง 0-3 กิโลเมตร			
1.1	เทศบาลเมืองมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ^{1/}			
	ชุมชนหนองแห้ง	1,172	16.6	17
	รวมจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่เก็บจริง (0-3 กิโลเมตร)			
2.	กลุ่มลูกค้าเรือที่มีระยะทาง 3-5 กิโลเมตร			
2.1	เทศบาลเมืองมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ^{1/}			
	ชุมชนกรกชเกษรา	1,576	22.4	23
	ชุมชนศาลาทุเรียน	2,190	31.1	32
	ชุมชนซอยประปา	1,205	17.1	18
	ชุมชนซอยร่วมพัฒนา	2,863	40.6	41
	ชุมชนตลาดห้วยโป่ง	2,170	30.8	31
	ชุมชนดาวาน-อ่าวประดู่	1,365	19.4	20
	ชุมชนมาบตาพุด	3,071	43.6	44
	ชุมชนมาบตาพุด-จากกลาง	453	6.4	7
	ชุมชนวัดโสภณ	1,225	17.4	18
	ชุมชนหนองแดง	1,541	21.9	22
	ชุมชนหนองน้ำเย็น	2,455	34.8	35
2.2	เทศบาลตำบลบ้านฉาง อำเภอบ้านฉาง จังหวัดระยอง ^{2/}			
	หมู่ที่ 2 บ้านประจุมิตร	2,482	35.2	36
	หมู่ที่ 4 บ้านชุม	4,079	57.9	58
	รวมจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่เก็บจริง (3-5 กิโลเมตร)			
	รวมจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่เก็บจริงทั้งหมด			
	385			
	402			

ที่มา : ¹⁴จำนวนครัวเรือนในเทศบาลเมืองมาบตาพุด อ้างอิงข้อมูลสำนักงานเทศบาลเมืองมาบตาพุด (ข้อมูล ณ เดือนเมษายน พ.ศ. 2565)

²⁴ จำนวนครัวเรือนในเทศบาลตำบลบ้านฉาง อ้างอิงข้อมูลจากสำนักงานเทศบาลตำบลบ้านฉาง (ข้อมูล ณ เดือนเมษายน พ.ศ. 2565)



2) การกำหนดจำนวนตัวอย่างที่เหมาะสม

(ก) สูตรคำนวณขนาดตัวอย่างคร่าวๆที่เหมาะสม การกำหนดขนาดหรือจำนวนตัวอย่างที่เหมาะสมต่อการสำรวจความคิดเห็นของแต่ละโครงการจะอ้างอิงตามหลักการของสังคมศาสตร์โดยจะอ้างอิงสูตรคำนวณของ Tao Yamanee (Yamanee, Tao. Statistics: An Introductory Analysis, 3rd ed. Tokyo: Harper International Edition, 1973) ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 เนื่องจากเป็นสูตรที่ใช้คำนวณขนาดตัวอย่างในกรณีที่มีการสุ่มแบบง่าย ซึ่งในการศึกษาครั้งนี้ใช้จำนวนครัวเรือนที่อยู่ในพื้นที่ศึกษาเป็นฐานในการคำนวณกลุ่มตัวอย่าง ดังสมการที่ (1)

$$n = \frac{N}{1 + Ne^2} \quad (1)$$

เมื่อ n คือ ขนาดตัวอย่างที่เหมาะสมต่อการสำรวจความคิดเห็นภายในพื้นที่ศึกษา

N คือ จำนวนครัวเรือนทั้งหมดในพื้นที่ศึกษา

e คือ ความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้

กำหนดให้ e = 0.05

(ข) จำนวนตัวอย่างที่เป็นตัวแทนของกลุ่มครัวเรือนที่อยู่ในพื้นที่ศึกษา การคำนวณหาจำนวนตัวอย่างที่เป็นตัวแทนที่เหมาะสม เป็นการนำจำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่อยู่ในพื้นที่ศึกษามาแทนค่าในสมการที่ (1) มีรายละเอียดการคำนวณดังนี้

$$\begin{aligned} n &= \frac{27,847}{1 + [27,847 \times (0.05)^2]} \\ n &= 394.34 \\ n &\sim 395 \quad \text{ตัวอย่าง} \end{aligned}$$

พบว่าจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่ใช้ในการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มครัวเรือนที่มีความเหมาะสมและเป็นตัวแทนที่ดีจะต้องมีจำนวนไม่น้อยกว่า 395 ตัวอย่าง โดยโครงการมีจำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่เก็บตัวอย่างจริง 402 ตัวอย่าง (ตัวแทนครัวเรือนที่มีการลงพื้นที่ทำการสำรวจความคิดเห็นอันถึงรูปที่ 2.1-1) อย่างไรก็ตาม เพื่อให้การสำรวจความคิดเห็นของตัวแทนของครัวเรือนสามารถกระจายอย่างทั่วถึงและมีโอกาสเท่าเทียมกันของแต่ละชุมชนที่อยู่ในพื้นที่ศึกษาของแต่ละโครงการ จึงมีการกำหนดจำนวนตัวอย่างที่จะกระจายไปยังแต่ละชุมชนด้วยวิธีการคำนวณสัดส่วนดังสมการที่ (2)

$$N_{\text{ชุมชน A}} = \frac{N_{\text{ชุมชน A}} \times A}{N} \quad (2)$$

เมื่อ $N_{\text{ชุมชน A}}$ คือ ขนาดตัวอย่างที่เป็นตัวแทนที่เหมาะสม
 $N_{\text{ชุมชน A}}$ คือ จำนวนครัวเรือนทั้งหมดของชุมชน
 N คือ จำนวนครัวเรือนทั้งหมด
 A คือ ขนาดตัวอย่างทั้งหมดที่เหมาะสมของครัวเรือนที่ได้จากการคำนวณในสมการ (1)

กล่าวคือหากชุมชนใดมีจำนวนครัวเรือนปริมาณมากก็จะมีโอกาสที่จะกำหนดจำนวนตัวอย่างที่จะสำรวจความคิดเห็นได้มากขึ้น สำหรับการคำนวณจำนวนตัวอย่างที่เหมาะสมที่จะกระจายไปยังชุมชนของพื้นที่ศึกษา อ้างอิงตารางที่ 2.2.1-1 ซึ่งสรุปได้ว่าจำนวนที่คำนวณได้เหมาะสมมีปริมาณมากกว่าจำนวนตัวอย่างขั้นต่ำที่สามารถได้จากสมการที่ (1) เนื่องจากเมื่อได้จำนวนที่เหมาะสมแล้วจะมีการทำให้เป็นจำนวนเต็ม ยกตัวอย่างการคำนวณขนาดตัวอย่างของชุมชนจากกลุ่มตัวอย่าง จำนวนที่กำหนดได้คือ 3.1.1 หลังแต่จะมีการเก็บจริง 32 หลัง ดังนี้

$$\begin{aligned} n &= \frac{2,190 \times 395}{27,847} \\ n &= 31.1 \end{aligned}$$

3) วิธีการสุ่มตัวอย่าง

เมื่อมีการกำหนดจำนวนตัวอย่างคร่าวๆที่จะสำรวจความคิดเห็นของแต่ละชุมชนแล้ว (อ้างอิงข้อ 2) ขั้นตอนต่อไปคือการสุ่มตัวอย่างซึ่งจะใช้วิธีการสุ่มแบบง่าย (Simple Random Sampling) อย่างไรก็ดี เพื่อให้การสุ่มตัวอย่างสามารถกระจายไปยังกลุ่มบ้านต่างๆ ภายในชุมชน จึงจะมีการสุ่มตำแหน่งครัวเรือนที่จะสำรวจความคิดเห็นลงในแบบที่ภาพด้านซ้ายโดยพยายามให้ตำแหน่งครัวเรือนกระจายไปทั่วทุกกลุ่มบ้าน นอกจากนี้ มีการกำหนดเกณฑ์การสัมภาษณ์ครัวเรือนที่มีอยู่ตั้งแต่ 20 ปีขึ้นไป และไม่เกิน 60 ปี และต้องอาศัยอยู่ในชุมชนมากกว่า 5 ปีขึ้นไป

2.2.2 การกำหนดกลุ่มเป้าหมายที่เป็นตัวแทนผู้ว่า กลุ่มนี้ถือว่าเป็นตัวแทนของชุมชนที่ถูกคัดเลือกมาเพื่อทำหน้าที่โครงการดูแลและเป็นการบอกเสียงแทนประชาชนในชุมชน ดังนั้น กลุ่มเป้าหมายชุมชน จึงเป็นกลุ่มเป้าหมายหลักที่จำเป็นต้องสอบถามความคิดเห็นต่อการพัฒนาโครงการ ซึ่งจะใช้การสุ่มตัวอย่างแบบเฉพาะเจาะจง (Purposive Selection) เช่น ทำกิน ผู้ใหญ่บ้าน ประธานชุมชน กรรมการชุมชน เป็นต้น โดยทำการเก็บตัวอย่างจากผู้ว่าชุมชน 14 ชุมชน ชุมชนละ 3 ตัวอย่าง

2.2.3 กลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มพื้นที่อำเภอหัว และกลุ่มพื้นที่อำเภอหัว ตัวแทนของกลุ่มนี้ถือว่าเป็นบุคคลที่อยู่ในระดับบริหารซึ่งเป็นผู้เกี่ยวข้องโดยตรงกับการจัดการและบริหารงานด้านต่างๆ รวมถึงเป็นตัวแทนของพื้นที่อำเภอหัว ซึ่งอาจจะได้รับผลกระทบจากพื้นที่โครงการ สำหรับการเลือกตัวอย่างจะเป็นแบบเจาะจง (Purposive Selection) ซึ่งเป็นวิธีการคัดเลือกตัวอย่างให้ได้ตามความเหมาะสมและตรงตามวัตถุประสงค์ของการศึกษามากที่สุด โดยกำหนดกลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อำเภอหัว จำนวน 92 หน่วยงาน ซึ่งมีหน่วยงาน 13 แห่ง คือ สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัดระยอง สำนักงานจังหวัดระยอง ที่ว่าการอำเภอเมืองระยอง องค์การบริหารส่วนตำบลนิคมพัฒนาโรยเรือปอดหินนิคมพัฒนาที่ 42 โรงเรียนวัดมาขาว (นพชาภิบาล) วัดมาขาว สถานีตำรวจภูธรจังหวัดระยอง สำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดระยอง สำนักงานประชาสัมพันธ์จังหวัดระยอง ศูนย์วิจัยพืชไร่ระยอง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดระยอง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคใต้ ที่แสดงความจำนนไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น ดังนั้น จึงเลือกหน่วยงานที่ทำการสัมภาษณ์จำนวน 79 แห่ง จำนวนได้เป็น 9 กลุ่ม ซึ่งรายละเอียดของหน่วยงานที่สัมภาษณ์จัดตารางที่ 2.2.3-1

ตารางที่ 2.2.3-1
รายละเอียดของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อำเภอหัว

กลุ่มหน่วยงาน	ตำแหน่ง	ระยะเวลา ดำเนินการ (ปี)
1. หน่วยงานด้านสิ่งแวดล้อมและการกักกันโรค (5 หน่วยงาน)		
1) สำนักงานคุ้มครองสุขภาพการร่วมค้าเมือง	- นักวิทยาศาสตร์ 7	6
2) สำนักงานคุ้มครองสุขภาพการร่วมค้าเมือง	- นักวิทยาศาสตร์ 7	6
3) สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัดระยอง	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
4) สำนักงานอุตสาหกรรมการประมงจังหวัดระยอง	- วิศวกร	2
5) ศูนย์พัฒนาการอนุรักษ์สัตว์น้ำและสิ่งแวดล้อมจังหวัดระยอง	- นักวิชาการสาธารณสุข	3 เดือน
2. หน่วยงานด้านการปกครอง (12 หน่วยงาน)		
6) สำนักงานจังหวัดระยอง	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
7) ที่ว่าการอำเภอเมืองระยอง	- ปลัดอำเภอ	ประสงค์ไม่ระบุ
8) ที่ว่าการอำเภอเมืองระยอง	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
9) ที่ว่าการอำเภอบ้านฉาง	- ประสงค์ไม่ระบุ	ประสงค์ไม่ระบุ
10) เทศบาลเมืองนิคมพัฒนา	- นักวิชาการสุขาภิบาลปฏิบัติการ	ประสงค์ไม่ระบุ
11) เทศบาลตำบลบ้านฉาง	- ผู้อำนวยการกองสาธารณสุขและสิ่งแวดล้อม	11
12) เทศบาลเมืองบ้านฉาง	- นักวิชาการสาธารณสุขปฏิบัติการ	ประสงค์ไม่ระบุ
13) เทศบาลตำบลนิคมพัฒนา	- รักษาการผู้อำนวยการกองสาธารณสุข	2
14) เทศบาลตำบลบ้านฉาง	- ผู้ช่วยนักวิชาการสุขาภิบาล	2

ตารางที่ 2.2.3-1 (ต่อ)

กลุ่มหน่วยงาน	ตำแหน่ง	ระยะเวลา ดำเนินการ (ปี)
15) องค์การบริหารส่วนตำบลนิคมพัฒนา	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
16) เทศบาลตำบลบ้านฉาง	- เจ้าหน้าที่งานสาธารณสุขและสุขภาพ	ประสงค์ไม่ระบุ
17) เทศบาลตำบลบ้านฉาง	- พนักงานจ้างทั่วไป	3
3. หน่วยงานด้านสาธารณสุข (20 หน่วยงาน)		
18) สำนักงานสาธารณสุขจังหวัดระยอง	- นักวิชาการสาธารณสุขปฏิบัติการ	11
19) สำนักงานสาธารณสุขอำเภอเมืองระยอง	- ประสงค์ไม่ระบุ	ประสงค์ไม่ระบุ
20) สำนักงานสาธารณสุขอำเภอบ้านฉาง	- เจ้าหน้าที่งานสาธารณสุขและสุขภาพ	ประสงค์ไม่ระบุ
21) โรงพยาบาลระยอง	- นักวิชาการสาธารณสุข	10
22) โรงพยาบาลสมเด็จพระเจี๊ยะสิริมงคล	- นักวิชาการสุขาภิบาลปฏิบัติการ	12
โรงพยาบาลสุราษฎร์ธานี สอนแบบภาษาภาว จังหวัดระยอง		
23) โรงพยาบาลบ้านฉาง	- พยาบาลวิชาชีพชำนาญการ	26
24) ศูนย์บริการสาธารณสุขจังหวัดระยอง (เดิมชื่อ รพ.สต.บ้านฉาง)	- หัวหน้าศูนย์บริการสาธารณสุข	ประสงค์ไม่ระบุ
25) โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลบ้านฉาง	- วิชาการสาธารณสุข	9
26) ศูนย์บริการสาธารณสุขเขตภาคใต้	- หัวหน้าศูนย์บริการสาธารณสุข	20
27) ศูนย์บริการสาธารณสุขเขตภาคใต้	- หัวหน้าศูนย์บริการสาธารณสุข	20
28) ศูนย์บริการสาธารณสุขเขตภาคใต้	- หัวหน้าศูนย์บริการสาธารณสุข	15
29) ศูนย์บริการสาธารณสุขเขตภาคใต้	- พนักงานทั่วไป	ประสงค์ไม่ระบุ
30) ศูนย์บริการสาธารณสุขเขตภาคใต้	- พยาบาลวิชาชีพชำนาญการ	14
31) ศูนย์บริการสาธารณสุขเขตภาคใต้	- หัวหน้าศูนย์บริการสาธารณสุข	15
32) โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลบ้านฉาง	- นักวิชาการสาธารณสุข	9
33) โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลนิคมพัฒนา	- พยาบาลวิชาชีพชำนาญการ	ประสงค์ไม่ระบุ
34) โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลนิคมพัฒนา	- เจ้าหน้าที่งานสาธารณสุข	6
35) โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลนิคมพัฒนา	- พยาบาลวิชาชีพชำนาญการ	10
36) โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลนิคมพัฒนา	- ประสงค์ไม่ระบุ	16
37) โรงพยาบาลนิคมพัฒนา	- นักวิชาการสุขาภิบาลปฏิบัติการ	ประสงค์ไม่ระบุ
4. พื้นที่อำเภอหัว (หน่วยงานด้านสุขภาพและสาธารณสุข) (23 หน่วยงาน)		
38) โรงพยาบาลนิคมพัฒนา	- รองผู้อำนวยการ	ประสงค์ไม่ระบุ

ตารางที่ 2.2.3-1 (ต่อ)

กลุ่มหน่วยงาน	คำถาม	ระยะเวลาการ ดำเนินการ (ปี)
39) โรงเรียนพัฒนา	- เจ้าหน้าที่ธุรการ	ประสงค์ไม่ระบุ
40) โรงเรียนบ้านนาหว้า (โรงเรียนผู้สูงอายุ)	- รองผู้อำนวยการ	ประสงค์ไม่ระบุ
41) โรงเรียนนาหว้าพัฒนาพิทยาคาร	- ครู	ประสงค์ไม่ระบุ
42) โรงเรียนวัดจันทาราม	- หัวหน้ากลุ่มบริหารทั่วไป	ประสงค์ไม่ระบุ
43) โรงเรียนวัดจันทาราม	- รองผู้อำนวยการ	ประสงค์ไม่ระบุ
44) โรงเรียนวัดจันทาราม	- รองผู้อำนวยการ	ประสงค์ไม่ระบุ
45) โรงเรียนวัดจันทาราม	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
46) โรงเรียนวัดจันทาราม	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
47) โรงเรียนวัดจันทาราม	- ครู	ประสงค์ไม่ระบุ
48) โรงเรียนวัดจันทาราม	- ครู	16
49) โรงเรียนวัดจันทาราม	- ครู	ประสงค์ไม่ระบุ
50) โรงเรียนวัดจันทาราม	- อาจารย์	30
51) โรงเรียนวัดจันทาราม	- พระลูกวัด	8
52) โรงเรียนวัดจันทาราม	- รองเจ้าอาวาส	38
53) โรงเรียนวัดจันทาราม	- พระลูกวัด	7
54) โรงเรียนวัดจันทาราม	- เจ้าอาวาส	10
55) โรงเรียนวัดจันทาราม	- เจ้าอาวาส	14
56) โรงเรียนวัดจันทาราม	- รองเจ้าอาวาส	14
57) โรงเรียนวัดจันทาราม	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
58) โรงเรียนวัดจันทาราม	- อาจารย์	6
59) โรงเรียนวัดจันทาราม	- พระลูกวัด	ประสงค์ไม่ระบุ
60) โรงเรียนวัดจันทาราม	- พระลูกวัด	ประสงค์ไม่ระบุ
5. หน่วยงานด้านความปลอดภัย (7 หน่วยงาน)		
61) สำนักงานสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน	- นักวิชาการแรงงานปฏิบัติการ	ประสงค์ไม่ระบุ
62) สำนักงานสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน	- สารวัตรป้องกันปราบปราม	7
63) สำนักงานสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
64) สำนักงานสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน	- รองสารวัตรป้องกันปราบปราม	15
65) สำนักงานสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน	- รองสารวัตรอำนาจการ	17
66) สำนักงานสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน	- สารวัตร	ประสงค์ไม่ระบุ
67) สำนักงานสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-

ตารางที่ 2.2.3-1 (ต่อ)

กลุ่มหน่วยงาน	คำถาม	ระยะเวลาการ ดำเนินการ (ปี)
6. หน่วยงานด้านประชาสัมพันธ์ (1 หน่วยงาน)		
68) สำนักงานประชาสัมพันธ์จังหวัดระยอง	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
7. หน่วยงานด้านอาคาร (5 หน่วยงาน)		
69) สำนักงานประมงจังหวัดระยอง	- เจ้าหน้าที่งานอาคาร	10
70) สำนักงานประมงจังหวัดระยอง	- เจ้าหน้าที่งานปฏิบัติการ	ประสงค์ไม่ระบุ
71) สำนักงานประมงจังหวัดระยอง	- นักวิชาการเกษตรชำนาญการ	ประสงค์ไม่ระบุ
72) สำนักงานประมงจังหวัดระยอง	- นักวิชาการเกษตรชำนาญการ	15
73) ศูนย์วิจัยสัตว์น้ำ	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
8. หน่วยงานด้านสาธารณูปโภค (9 หน่วยงาน)		
74) สำนักงานโยธาธิการและผังเมืองจังหวัดระยอง	- นายช่างโยธาชำนาญการ	20
75) การประปาส่วนภูมิภาคบ้านฉาง	- หัวหน้างานผลิต 8	20
76) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดระยอง	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
77) เจ้าพนักงานขนส่งจังหวัดระยอง	- นายช่างโยธาปฏิบัติงาน	6
78) สำนักงานขนส่งจังหวัดระยอง	- นักวิชาการขนส่งชำนาญการ	6
79) โครงการชลประทานระยอง	- นายช่างชลประทานชำนาญการ	ประสงค์ไม่ระบุ
80) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบ้านฉาง	- ไม่ประสงค์แสดงความคิดเห็น	-
81) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบ้านฉาง	- เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงาน	ประสงค์ไม่ระบุ
82) แขวงทางหลวงระยอง	- พนักงาน	ประสงค์ไม่ระบุ
9. กลุ่มประมง (10 กลุ่ม)		
83) กลุ่มประมงเรือเล็กบ้านฉาง	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	15
84) กลุ่มประมงเรือเล็กท่าหมอนแท่น	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	25
85) กลุ่มประมงเรือเล็กท่าฉาง-บ้านฉาง	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	11
86) กลุ่มประมงเรือเล็กท่าฉาง-บ้านฉาง	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	22
87) กลุ่มประมงเรือเล็กท่าฉาง-บ้านฉาง	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	12
88) กลุ่มประมงเรือเล็กท่าฉาง-บ้านฉาง	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	19
89) กลุ่มประมงเรือเล็กท่าฉาง-บ้านฉาง	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	25
90) กลุ่มประมงเรือเล็กท่าฉาง-บ้านฉาง	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	10
91) กลุ่มประมงเรือเล็กท่าฉาง-บ้านฉาง	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	5
92) กลุ่มประมงเรือเล็กท่าฉาง-บ้านฉาง	- ประธานกลุ่มประมงเรือเล็ก	11

2.2.4 การกำหนดกลุ่มเป้าหมายที่เป็นสถานประกอบการข้างเคียง กลุ่มนี้คาดว่าจะป็นกลุ่มที่อยู่ได้กับโครงการมากที่สุดและคาดว่าจะได้รับผลกระทบโดยตรง ซึ่งเลือกใช้วิธีการกำหนดกลุ่มตัวอย่างเป็นแบบเจาะจง (Purposive Selection) ซึ่งกำหนดให้มีการสร้างสถานประกอบการที่อยู่ข้างเคียงโดยรอบโครงการมากที่สุด โดยทำการสัมภาษณ์ 1 บริษัท คือ บริษัท เอส อาร์ เอฟ อินดัสทรี (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งปัจจุบันได้หยุดการดำเนินงานไปแล้ว รายละเอียดของงานประกอบที่ทำการสัมภาษณ์ดังตารางที่ 2.2.4-1

ตารางที่ 2.2.4-1

รายละเอียดของสถานประกอบการที่ใช้การสัมภาษณ์

ชื่อสถานประกอบการ	ตำแหน่ง	ระยะเวลาที่ปฏิบัติงาน อยู่สถานที่แห่งนี้ (ปี)
1. บริษัท เอส อาร์ เอฟ อินดัสทรี (ประเทศ ไทย) จำกัด ประเภทโรงงาน : ท่อสแตนเลสยาวรถยนต์	หมู่กิจการ	หมู่กิจการ

2.3 เครื่องมือในการสำรวจความคิดเห็น

การสำรวจความคิดเห็นที่ใช้แบบสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้างเป็นเครื่องมือในการศึกษา และเก็บรวบรวมข้อมูล ซึ่งมีโครงสร้างที่ชัดเจนและมีความสอดคล้องกับสิ่งที่ต้องการศึกษา โดยคำถามที่มีลักษณะเป็นคำถามปลายเปิดและปลายปิด เพื่อให้ผู้ถูกสัมภาษณ์สามารถแสดงความคิดเห็นได้อย่างครอบคลุมมากที่สุด (ตัวอย่างแบบสัมภาษณ์ดังภาคผนวกที่ 1) ทั้งนี้แบบสอบถามสำหรับกลุ่มครัวเรือนและผู้เกษียณแบบสอบถามที่ใช้ในการสำรวจความคิดเห็น ประกอบด้วย 4 ส่วน และแบบสัมภาษณ์สำหรับกลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่ท่องเที่ยว และสถานประกอบการข้างเคียงประกอบไปด้วย 3 ส่วน โดยมีประเด็นคำถามดังนี้

- แบบสอบถามสำหรับกลุ่มครัวเรือนและผู้เกษียณ
ส่วนที่ 1 ข้อมูลทั่วไปของผู้ให้สัมภาษณ์
ส่วนที่ 2 สภาพทางสังคมและความเชื่อในปัจจุบัน
ส่วนที่ 3 การรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ
ส่วนที่ 4 การจัดกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

- แบบสัมภาษณ์สำหรับกลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่ท่องเที่ยว
และสถานประกอบการข้างเคียง
ส่วนที่ 1 ข้อมูลทั่วไปของผู้ให้สัมภาษณ์
ส่วนที่ 2 การรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ
ส่วนที่ 3 การจัดกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

นอกจากนี้ ผู้ศึกษาได้จัดทำเอกสารในรูปแบบ Flip Chart เพื่อชี้แจงและอธิบายรายละเอียดโครงการต่อผู้ตอบแบบสอบถามด้วย โดยมีจุดประสงค์เพื่อเป็นการให้ข้อมูลรายละเอียดโครงการและเพื่อให้ผู้ถูกสัมภาษณ์มีความเข้าใจและทราบข้อมูลของโครงการดำเนินการ

2.4 ขั้นตอนการดำเนินงานในการสำรวจความคิดเห็น

2.4.1 ตรวจสอบแบบสอบถาม ตรวจสอบความถูกต้องของแบบสอบถามแต่ละชุดทั้งในส่วนของผู้ตอบและผู้รับ ผู้ตอบและผู้รับ กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อื่น ๆ และสถานประกอบการข้างเคียง พร้อมทั้งตรวจสอบความถูกต้องของจำนวนตัวอย่าง

2.4.2 การประสานงานก่อนลงพื้นที่สำรวจความคิดเห็น การสำรวจความคิดเห็นและข้อเสนอแนะในส่วนของผู้ตอบและผู้รับและผู้รับจะดำเนินการประสานงานเพื่อแจ้งให้ทราบถึงกำหนดการและขอความร่วมมือในการสำรวจความคิดเห็นให้ทราบล่วงหน้า และการสำรวจความคิดเห็นจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่างๆ และสถานประกอบการข้างเคียง บริษัทที่ปรึกษาจะยื่นหนังสือขอสำรวจความคิดเห็นที่ออกโดยโครงการไปยังผู้รับผิดชอบ/ผู้บังคับบัญชาของหน่วยงานดังกล่าวล่วงหน้าโดยตรง ซึ่งผู้รับผิดชอบ/ผู้บังคับบัญชาจะพิจารณาถึงความสะดวกในการให้ความคิดเห็น หากไม่สะดวกให้ความคิดเห็นได้จะมอบหมายให้ตัวแทนเป็นผู้แสดงความคิดเห็นแทน เพื่อให้ความเห็นในการสำรวจความคิดเห็นครั้งนี้เป็นตัวแทนของหน่วยงานของกลุ่มตัวอย่างที่เหมาะสม โดยได้ดำเนินการในส่วนเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2565

2.4.3 การฝึกอบรมผู้สัมภาษณ์ ในการสำรวจความคิดเห็น จะมีการจัดให้หัวหน้าทีมพนักงานสัมภาษณ์ที่มีหน้าที่วางแผนการลงพื้นที่สัมภาษณ์หรือสอบถามความคิดเห็น ความถูกต้องในการทำงาน และตรวจสอบความถูกต้อง ความครบถ้วนสมบูรณ์ของการตอบแบบสอบถามและแบบสอบถาม นอกจากนี้ จะมีการอบรมพนักงานสัมภาษณ์ทั้งหมดก่อนลงพื้นที่และดำเนินการสำรวจความคิดเห็น มีจุดประสงค์เพื่อให้มีความเข้าใจในเอกสารต่างๆ ทั้งในส่วนของผู้สัมภาษณ์ แบบสัมภาษณ์ ขอบเขตพื้นที่ที่ศึกษา จำนวนตัวอย่างที่ต้องการ และวิธีการสุ่มตัวอย่าง

2.4.4 การลงพื้นที่สำรวจความคิดเห็น คณะผู้ศึกษาได้ลงพื้นที่เพื่อสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มเป้าหมายในพื้นที่ศึกษาในช่วงเดือนกันยายน-พฤศจิกายน พ.ศ. 2565 (ดังรูปที่ 2.4.4-1)

ภาพถ่ายอย่างบรรยากาศสำรวจความคิดเห็นของประชาชน

ดำเนินการช่วงกันยายน-พฤศจิกายน พ.ศ. 2565



รูปที่ 2.4.4-1 ภาพบรรยากาศการลงพื้นที่สำรวจความคิดเห็นกลุ่มเป้าหมายในพื้นที่ศึกษา

2.5 การวิเคราะห์และการจัดทำรายงาน

สำหรับการวิเคราะห์และประมวลผลจากแบบสอบถามจะเป็นการสรุปข้อมูลเชิงสถิติในรูปแบบของร้อยละในแต่ละความคิดเห็นของแต่ละด้าน ยกเว้นในส่วนของการวิเคราะห์ความคิดเห็นในระดับผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมที่อยู่เดิมในปัจจุบัน ความคิดเห็นต่อการที่สามารถลดความกังวล ความคิดเห็นต่อความพึงพอใจในการจัดการขยะเพื่อชุมชน และความพึงพอใจต่อความพึงพอใจในกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ จะมีการแปลผลเป็นค่าระดับผลกระทบเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Mean) และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard Deviation)

กล่าวคือ การสำรวจความคิดเห็นต่อผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมที่มีอยู่เดิมในปัจจุบันจะแบ่งค่าถ่วงน้ำหนัก (Wi) ดังนี้

- ระดับที่ได้รับผลกระทบมาก ให้คะแนน 3 คะแนน
- ระดับที่ได้รับผลกระทบปานกลาง ให้คะแนน 2 คะแนน
- ระดับที่ได้รับผลกระทบน้อย ให้คะแนน 1 คะแนน

การแปลผลคะแนนเฉลี่ยความคิดเห็นเกี่ยวกับระดับผลกระทบ จะนำคะแนนความคิดเห็นที่ได้มาหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Mean) ดังนี้

$$\text{คะแนนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก} = \frac{W_1X_1 + W_2X_2 + W_3X_3}{N}$$

เมื่อ W_i = ค่าถ่วงน้ำหนักของแต่ละผลกระทบ

X_i = สัดส่วนคะแนนจากผู้ตอบแบบสอบถามในแต่ละระดับ

N = จำนวนผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมด

จากนี้จึงแปลความหมายโดยแบ่งระดับผลกระทบตามเกณฑ์เป็น 3 ระดับ ดังนี้

- 2.50 < คะแนนเฉลี่ย \leq 3.00 คะแนน หมายถึง ได้รับผลกระทบในระดับมาก
- 1.50 < คะแนนเฉลี่ย \leq 2.50 คะแนน หมายถึง ได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง
- 1.00 < คะแนนเฉลี่ย \leq 1.50 คะแนน หมายถึง ได้รับผลกระทบในระดับน้อย

สำหรับการสำรวจความคิดเห็นเกี่ยวกับความกังวลใจที่ต้องอาศัยอยู่ใกล้แหล่งโรงงานอุตสาหกรรมจะแบ่งค่าถ่วงน้ำหนัก (Wi) ดังนี้

- มีความกังวลใจมากที่สุด ให้คะแนน 5 คะแนน
- มีความกังวลใจมาก ให้คะแนน 4 คะแนน
- ค่อนข้างกังวลใจ ให้คะแนน 3 คะแนน
- ค่อนข้างไม่กังวลใจ ให้คะแนน 2 คะแนน
- ไม่กังวลใจ ให้คะแนน 1 คะแนน

การแปลผลคะแนนเฉลี่ยความคิดเห็นเกี่ยวกับระดับความกังวลใจที่ต้องอาศัยอยู่ใกล้แหล่งโรงงานอุตสาหกรรมของโครงการจะนำคะแนนความคิดเห็นที่ได้มาหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Mean) ดังนี้

$$\text{คะแนนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก} = \frac{W_1X_1 + W_2X_2 + W_3X_3 + W_4X_4 + W_5X_5}{N}$$

เมื่อ W_i = ค่าถ่วงน้ำหนักของแต่ละระดับความกังวลใจ

X_i = สัดส่วนคะแนนจากผู้ตอบแบบสอบถามในแต่ละระดับ

N = จำนวนผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมด

จากนี้จึงแปลความหมายโดยแบ่งระดับความพึงพอใจตามเกณฑ์เป็น 5 ระดับ ดังนี้

- 4.50 < คะแนนเฉลี่ย \leq 5.00 คะแนน หมายถึง มีความกังวลใจมากที่สุด
- 3.50 < คะแนนเฉลี่ย \leq 4.50 คะแนน หมายถึง มีความกังวลใจมาก
- 2.50 < คะแนนเฉลี่ย \leq 3.50 คะแนน หมายถึง ค่อนข้างกังวลใจ
- 1.50 < คะแนนเฉลี่ย \leq 2.50 คะแนน หมายถึง ค่อนข้างไม่กังวลใจ
- 1.00 < คะแนนเฉลี่ย \leq 1.50 คะแนน หมายถึง ไม่กังวลใจ

สำหรับการสำรวจความคิดเห็นต่อการดำเนินการที่สามารถลดความกังวลใจจะแบ่งค่าถ่วงน้ำหนัก (Wi) ดังนี้

- ลดความกังวลใจได้มาก ให้คะแนน 4 คะแนน
- ลดความกังวลใจได้บ้าง ให้คะแนน 3 คะแนน
- ลดความกังวลใจได้น้อย ให้คะแนน 2 คะแนน
- ลดความกังวลใจไม่ได้เลย ให้คะแนน 1 คะแนน

การแปลผลคะแนนเฉลี่ยของความคิดเห็นต่อการดำเนินการที่สามารถลดความกังวลใจ จะนำคะแนนความคิดเห็นที่ได้มาหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Mean) ดังนี้

$$\text{คะแนนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก} = \frac{W_1X_1 + W_2X_2 + W_3X_3 + W_4X_4}{N}$$

เมื่อ W_i = ค่าถ่วงน้ำหนักของแต่ละระดับผลกระทบ

X_i = สัดส่วนคะแนนจากผู้ตอบแบบสอบถามในแต่ละระดับ

N = จำนวนผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมด

จากนั้นจึงแปลความหมายโดยแบ่งระดับความคิดเห็นออกเป็น 4 ระดับ ดังนี้

- 3.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 4.00 คะแนน หมายถึง อดความกังวลได้มาก
- 2.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 3.50 คะแนน หมายถึง อดความกังวลได้บ้าง
- 1.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 2.50 คะแนน หมายถึง อดความกังวลได้น้อย
- 1.00 ≤ คะแนนเฉลี่ย ≤ 1.50 คะแนน หมายถึง อดความกังวลไม่ได้เลย

สำหรับการสำรวจความคิดเห็นต่อความเชื่อมั่นในเรื่องการรับมือกับมลพิษด้านสิ่งแวดล้อม รวมถึงมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการจะแบ่งค่าตัวน้ำหนัก (Wi) ดังนี้

- ระดับความเชื่อมั่นมากที่สุด ให้คะแนน 5 คะแนน
- ระดับความเชื่อมั่นมาก ให้คะแนน 4 คะแนน
- ระดับความเชื่อมั่นปานกลาง ให้คะแนน 3 คะแนน
- ระดับความเชื่อมั่นน้อย ให้คะแนน 2 คะแนน
- ระดับความเชื่อมั่นน้อยที่สุด ให้คะแนน 1 คะแนน

การแปลผลคะแนนเฉลี่ยของความคิดเห็นต่อความเชื่อมั่นในเรื่องการรับมือกับมลพิษด้านสิ่งแวดล้อม รวมถึงมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการจะนำคะแนนความคิดเห็นที่ได้มาหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Mean) ดังนี้

$$\text{คะแนนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก} = \frac{W_1X_1 + W_2X_2 + W_3X_3 + W_4X_4 + W_5X_5}{N}$$

- เมื่อ Wi = ค่าถ่วงน้ำหนักของแต่ละระดับความเชื่อมั่น
- Xi = สัดส่วนคะแนนจากผู้ตอบแบบสอบถามในแต่ละระดับ
- N = จำนวนผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมด

จากนั้นจึงแปลความหมายโดยแบ่งระดับความเชื่อมั่นตามเกณฑ์เป็น 5 ระดับ ดังนี้

- 4.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 5.00 คะแนน หมายถึง มีความเชื่อมั่นมากที่สุด
- 3.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 4.50 คะแนน หมายถึง มีความเชื่อมั่นมาก
- 2.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 3.50 คะแนน หมายถึง มีความเชื่อมั่นปานกลาง
- 1.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 2.50 คะแนน หมายถึง มีความเชื่อมั่นน้อย
- 1.00 ≤ คะแนนเฉลี่ย ≤ 1.50 คะแนน หมายถึง มีความเชื่อมั่นน้อยที่สุด

สำหรับการสำรวจความคิดเห็นต่อความพึงพอใจในการจัดการมลพิษชุมชนและสิ่งที่ไม่พึงพอใจโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จะแบ่งค่าตัวน้ำหนัก (Wi) ดังนี้

- ระดับความพึงพอใจมากที่สุด ให้คะแนน 5 คะแนน
- ระดับความพึงพอใจมาก ให้คะแนน 4 คะแนน
- ระดับความพึงพอใจปานกลาง ให้คะแนน 3 คะแนน
- ระดับความพึงพอใจน้อย ให้คะแนน 2 คะแนน
- ระดับความพึงพอใจน้อยที่สุด ให้คะแนน 1 คะแนน

การแปลผลคะแนนเฉลี่ยของความคิดเห็นเกี่ยวกับระดับความพึงพอใจของโครงการจะนำคะแนนความคิดเห็นที่ได้มาหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Mean) ดังนี้

$$\text{คะแนนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก} = \frac{W_1X_1 + W_2X_2 + W_3X_3 + W_4X_4 + W_5X_5}{N}$$

- เมื่อ Wi = ค่าถ่วงน้ำหนักของแต่ละระดับพึงพอใจ
- Xi = สัดส่วนคะแนนจากผู้ตอบแบบสอบถามในแต่ละระดับ
- N = จำนวนผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมด

จากนั้นจึงแปลความหมายโดยแบ่งระดับความพึงพอใจตามเกณฑ์เป็น 5 ระดับ ดังนี้

- 4.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 5.00 คะแนน หมายถึง มีความพึงพอใจมากที่สุด
- 3.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 4.50 คะแนน หมายถึง มีความพึงพอใจมาก
- 2.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 3.50 คะแนน หมายถึง มีความพึงพอใจปานกลาง
- 1.50 < คะแนนเฉลี่ย ≤ 2.50 คะแนน หมายถึง มีความพึงพอใจน้อย
- 1.00 ≤ คะแนนเฉลี่ย ≤ 1.50 คะแนน หมายถึง มีความพึงพอใจน้อยที่สุด

บทที่ 3 ผลการสำรวจความคิดเห็น

3.1 ผลการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มประชาชนตัวแทนครัวเรือน

การดำเนินการสำรวจความคิดเห็นฯ ของประชาชนในครั้งนี้ได้ทำการสำรวจกลุ่มประชาชนตัวแทนครัวเรือนในทั้งสิ้น 5 กิโลเมตร จำนวน 402 ตัวอย่าง โดยมีการแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม ตามระดับผลกระทบที่อาจจะได้รับตามระยะทางจากพื้นที่โครงการ คือ (1) กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร จำนวน 17 ตัวอย่าง และ (2) กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร จำนวน 385 ตัวอย่าง สำหรับตารางรายละเอียดผลการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มประชาชนตัวแทนครัวเรือน แสดงตามแผนภาพที่ 2 สามารถสรุปได้ดังนี้

3.1.1 กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร

ส่วนที่ 1 ข้อมูลทั่วไปของผู้ตอบแบบสอบถามและครอบครัว

- ผู้ตอบแบบสอบถามโดยส่วนใหญ่เป็นเพศชาย (ร้อยละ 52.9) โดยอายุของผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีอายุอยู่ในช่วง 51-60 ปี (ร้อยละ 64.7) รองลงมาคืออยู่ในช่วง 41-50 ปี (ร้อยละ 23.5) และมีอายุอยู่ในช่วง 20-30 ปี และ 31-40 ปี ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 5.9) โดยส่วนใหญ่มีการศึกษาอยู่ในระดับประถมศึกษา (ร้อยละ 58.8) รองลงมาจะระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย (ร้อยละ 17.6) และระดับมัธยมศึกษาตอนต้น (ร้อยละ 11.8) ซึ่งผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดนี้ถือศาสนาพุทธ

- อาชีพหลักของครอบครัวในปัจจุบันส่วนใหญ่ประกอบอาชีพค้าขาย/ธุรกิจส่วนตัว (ร้อยละ 52.9) รองลงมาประกอบอาชีพรับจ้างทั่วไป (ร้อยละ 35.3) และประกอบอาชีพพนักงานบริษัท/โรงงาน และอื่นๆ ได้แก่ แม่บ้าน/ว่างงาน ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 5.9) ส่วนรายได้ของครัวเรือนเฉลี่ยเดือนต่อคนส่วนมากมีรายได้ในช่วง 20,000-30,000 บาท (ร้อยละ 41.2) รองลงมาได้รายได้ในช่วง 10,000-20,000 บาท (ร้อยละ 29.4) และมีรายได้มากกว่า 30,000 บาท ขึ้นไป (ร้อยละ 23.5) โดยส่วนมากจะไม่มีรายได้เพียงพอแต่ไม่มีเหลือเก็บ (ร้อยละ 47.1) รองลงมาจะระบุว่ารายได้เพียงพอและมีเหลือเก็บ (ร้อยละ 41.1) และรายได้ไม่เพียงพอแต่มีเงินเหลือใช้บ้างแต่ไม่เพียงพอสำหรับใช้หนี้เงิน (ร้อยละ 5.9)

- ลักษณะการถือครองบ้านที่อยู่อาศัยโดยส่วนใหญ่มีสภาพการถือครองเป็นของตนเอง/ลูก/ครอบครัว (ร้อยละ 64.7) และมีสภาพการถือครองเป็นของผู้อื่น (ร้อยละ 35.3) ซึ่งโดยส่วนมากมีภูมิลำเนาเป็นคนในชุมชนนี้ (ร้อยละ 47.1) รองลงมาจะย้ายมาจากจังหวัดอื่น (ร้อยละ 41.2) และย้ายมาจากพื้นที่อื่นในจังหวัดระยอง (ร้อยละ 11.7) สำหรับผู้ที่ระบุว่าย้ายมาจากจังหวัดอื่นโดยส่วนมากย้ายมาจากจังหวัดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ร้อยละ 42.9) และส่วนมากย้ายมาเป็นระยะเวลา 5-10 ปี 11-15 ปี และมากกว่า 20 ปี ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 28.6) ทั้งผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ (ร้อยละ 85.7) ไม่ได้จะย้ายบ้านที่อยู่อาศัยไปอยู่อื่น

ส่วนที่ 2 ข้อมูลด้านสภาพทางสังคมและความเป็นอยู่ในปัจจุบัน

- สภาพที่ความเดือดร้อนด้านสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชนที่อยู่อาศัย พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 82.4-100.0) หากพิจารณาความคิดเห็นของผู้ตอบแบบสอบถามส่วนที่ระบุว่าการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานอันดับต้นๆ ได้แก่ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 17.6) รองลงมาด้านเส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 11.8) และสภาพสิ่งแวดล้อมในชุมชน (ร้อยละ 5.9)

- เมื่อพิจารณาถึงปัญหาพื้นฐานสังคม พบว่าปัจจุบันในชุมชนส่วนมากไม่มีปัญหาด้านสังคม (ร้อยละ 32.0) สำหรับบางส่วนที่ระบุว่ามีปัญหาในลำดับต้นๆ ได้แก่ ปัญหาเสถียร (ร้อยละ 28.0) รองลงมาคือปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 20.0) และปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามา (ร้อยละ 8.0) สำหรับการเปลี่ยนแปลงสภาพแวดล้อมของชุมชนพบว่าในปัจจุบันใหญ่ผู้ตอบแบบสอบถามระบุว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม (ร้อยละ 64.7)

- ความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของชุมชนในปัจจุบันซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.1-1 พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าได้รับผลกระทบจากฝุ่นละออง (ร้อยละ 70.6) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=1.83, S.D.=0.718$) รองลงมาได้รับผลกระทบจากกลิ่นรบกวน (ร้อยละ 64.7) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=2.09, S.D.=0.701$) และได้รับผลกระทบจากเสียงดังรบกวน (ร้อยละ 41.2) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=2.29, S.D.=0.756$) ตามลำดับ

ตารางที่ 3.1.1-1

ความคิดเห็นของลูกครัวเรือนเกี่ยวกับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมภายในพื้นที่ศึกษา

ปัญหา/ผลกระทบ (n=17)	ผลกระทบ (จำนวนตัวอย่าง/ร้อยละ)		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ผลกระทบ*	ความถี่ ที่ได้รับ ผลกระทบ
	ไม่ได้รับ ผลกระทบ	ได้รับ ผลกระทบ				
1. ฝุ่นละออง, เขม่าควัน	5 (29.4)	12 (70.6)	1.83	0.718	ปานกลาง	ตลอดเวลา
2. กลิ่นรบกวน	6 (35.3)	11 (64.7)	2.09	0.701	ปานกลาง	ตลอดเวลา
3. เสียงดังรบกวน	10 (58.8)	7 (41.2)	2.29	0.756	ปานกลาง	นานครั้ง/ ตลอดเวลา
4. น้ำป่าเสีย	14 (82.4)	3 (17.6)	2.33	0.577	ปานกลาง	ตลอดเวลา
5. การลักขโมย/การก่อเหตุ	13 (76.5)	4 (23.5)	2.50	0.577	ปานกลาง	ตลอดเวลา

หมายเหตุ: *ในการแบ่งระดับความคิดเห็นเกี่ยวกับผลกระทบโดยพิจารณาจากค่าเฉลี่ย 3 ระดับ ดังนี้ $2.50 < \bar{X} \leq 3.00$ กระทบ
หนักถึง ระดับมาก, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ กระทบ หนักถึง ระดับปานกลาง, $1.00 < \bar{X} \leq 1.50$ กระทบ หนักถึง ระดับน้อย

- ความพึงพอใจในสภาพแวดล้อมและความปลอดภัยในปัจจุบันพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจ (ร้อยละ 64.7) เมื่อสอบถามเกี่ยวกับความกังวลใจที่ต้องอาศัยอยู่ในพื้นที่โรงเรียน
อุตสาหกรรมพบว่าค่อนข้างไม่กังวลใจ ($\bar{X}=2.00, S.D.=1.173$) ทั้งนี้ผู้ตอบแบบสอบถามที่มีความกังวลใจจะมี ความกังวลใจในด้านสุขภาพ (ร้อยละ 71.4) และด้านสิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 28.6)

- การดำเนินการต่างๆ ในชุมชนเพื่อลดความกังวลใจในระดับต่างๆ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.1-2 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าการดำเนินการต่างๆ สามารถลดระดับความกังวลใจได้บ้าง

ตารางที่ 3.1.1-2
ความพึงพอใจของชุมชนที่มีต่อการดำเนินการด้านต่างๆ ในชุมชน
เพื่อลดความกังวลใจในระดับต่างๆ ภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.)	ระดับการลดความกังวล
1. การให้ข้อมูลโครงการด้วยการประชุมหรือการอบรม	3.29	0.470	ลดความกังวลได้บ้าง
2. การดำเนินการลดความเสี่ยงด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตาม	3.24	0.664	ลดความกังวลได้บ้าง
3. การแจ้งข่าวให้ทราบล่วงหน้า กรณีมีการซ่อมบำรุงหรือ	3.35	0.606	ลดความกังวลได้บ้าง
การซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	3.18	0.728	ลดความกังวลได้บ้าง
4. การสื่อสารกับชุมชนในการมีกิจกรรมแลกเปลี่ยน	3.06	0.748	ลดความกังวลได้บ้าง
5. การแสดงเอกสารหรือข้อมูลทางอากาศให้ทราบ	3.00	0.791	ลดความกังวลได้บ้าง
6. การให้ความรู้ความเข้าใจด้านกระบวนการผลิตและความปลอดภัยแก่ประชาชน	3.12	0.697	ลดความกังวลได้บ้าง
7. การให้ผู้นำชุมชนและประชาชนเข้าเยี่ยมชมโรงงาน	3.24	0.664	ลดความกังวลได้บ้าง
8. การพบปะเยี่ยมเยียนประชาชนในชุมชนของเจ้าหน้าที่	3.18	0.636	ลดความกังวลได้บ้าง
9. การให้ความรู้แก่ผู้นำชุมชนและผู้ประกอบการและประชาชนของ			
เจ้าหน้าที่หน่วยงานในพื้นที่			

หมายเหตุ: "เกณฑ์การแบ่งระดับการลดความกังวลใจมี 4 ระดับ ดังนี้ $3.50 < \bar{X} \leq 4.00$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้มาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้บ้าง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้พอ, $1.00 < \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลไม่ได้เลย

- สำหรับความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านบวก พบว่าส่วนมากระบุว่าทำให้มีการปรับปรุงคุณภาพ (ร้อยละ 26.2) รองลงมาคือมีสภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 17.5) และมีระบบสาธารณสุขไปโรคพื้นถิ่นดีขึ้น (ร้อยละ 13.1) สำหรับผลกระทบด้านลบส่วนมากมีความคิดเห็นว่ามีประชากรเพิ่มขึ้นและผลกระทบด้านสุขภาพ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 16.2) และมลพิษทางอากาศ (ร้อยละ 13.6)

ส่วนที่ 3 ข้อมูลการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ

- เมื่อสอบถามเกี่ยวกับการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าการรับรู้โครงการ (ร้อยละ 70.6) และผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนระบุว่ารู้จักเจ้าหน้าที่ของโครงการ/บริษัท (ร้อยละ 58.8)

- สำหรับด้านการสื่อสารและเผยแพร่ภายในชุมชนพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าการสื่อสารและเผยแพร่ภายในชุมชน (ร้อยละ 52.9) เมื่อสอบถามถึงช่องทางหรือวิธีการของกลุ่มบริษัท ซีพี ออลล์ ซีอีโอสถ พบว่าส่วนใหญ่ระบุว่าไม่ทราบ (ร้อยละ 64.7) และเมื่อสอบถามเกี่ยวกับเรื่องหรือบริษัทใดบ้าง พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ไม่ตอบ (ร้อยละ 66.7) ทั้งนี้พบว่าส่วนมากมีความพึงพอใจระดับปานกลางต่อการร้องเรียนของกลุ่มบริษัท และการเข้าถึงชุมชน (ร้อยละ 50.0)

- ในรอบปีที่ผ่านมาผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ไม่เคยได้รับผลกระทบจากการดำเนินการด้านโรงงาน (ร้อยละ 88.2) สำหรับบางส่วนที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินการด้านโรงงานหรือโครงการข้างต้นระบุว่าได้รับผลกระทบด้านมลพิษทางอากาศ

- เมื่อสอบถามเกี่ยวกับความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบต่อสังคมด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง ($\bar{X}=3.29, S.D.=0.588$) สำหรับความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง ($\bar{X}=3.35, S.D.=0.493$)

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการจัดกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

- การรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.1-3 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าเคยรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการ (ร้อยละ 52.9-100.0) นอกจากนี้ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากสื่อมวลชน/พอร์ทัลของชุมชน (ร้อยละ 58.8) รองลงมาทราบจากผู้รู้ในชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 29.4) และทราบจากญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 11.8)

ตารางที่ 3.1.1-4 (ต่อ)

การดำเนินการ (ก-17)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
ด้านเศรษฐกิจและกรรมเป็นอยู่ที่				
24. โครงการตลาดนัดโรงงานออนไลน์	8	47.1	9	52.9
25. โครงการ Functional Green House Farm (สร้างโรงเรียนปลูกส้ม) (เห็นผลตามไปด้วยไปะของ รร.ระยองวิทยาคมมีผลอุตสาหกรรม วิทยาลัยเทคนิคอุบลราชธานีและโรงเรียนสาธิตพระจอมเกล้าพระนคร เหนือ)	7	41.2	10	58.8
26. โครงการ Fit Fun Firm กิจกรรมเปลี่ยนพฤติกรรมและปรับปรุงสภาพ โรงเรียนวัดความ	10	58.8	7	41.2
27. กิจกรรมบริจาคของบริจาคอุปโภคบริโภคและของใช้จำเป็นต่าง ในครัวเรือนเพื่อประชาชนที่ไร้รายได้อีก	10	58.8	7	41.2
28. โครงการ Light For The Better Living เปลี่ยนหลอดไฟ LED แสง สว่างประหยัด 6 โมงเย็นบ้านคลองออก	6	35.3	11	64.7
29. โครงการติดตั้งเสาไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Cell) บริเวณกลุ่ม ประมงเรือเล็กคึกคัก-อ่าวประจักษ์	8	47.1	9	52.9
30. โครงการเปลี่ยนถังจากไฟ	8	47.1	9	52.9

ด้านกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์ที่กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จัดทำร่วมกับชุมชน โดยยึดรูปแบบสหภาพทั้งหมดตระหนักถึงการกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์ที่ ซึ่งส่วนใหญ่จัดในช่วงเทศกาลหรือโอกาสพิเศษ (ร้อยละ 58.9) รองลงมาจัดทำกับโรงเรียนในพื้นที่ (ร้อยละ 17.6)

ส่วนใหญ่มุ่งเน้นการดำเนินงานกิจกรรมดังกล่าวภายในชุมชน และมีควมร่วมมือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับชุมชน และด้านสุขภาพ สุขอนามัยและกีฬา ด้านเศรษฐกิจ และด้านการสื่อสารและสร้างงานสัมพันธ์กับชุมชน และมีความพึงพอใจระดับปานกลางในด้านความเป็นอยู่ที่ดี และด้านสิ่งแวดล้อม ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.15

พ.ร.บ. 3.1.1-5

ความดีที่เห็นของกัลยาณิวัฒนาเกี่ยวกับกฎบัตรจัดกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

ในด้านต่างๆ ของโครงการภายในพื้นที่ศึกษา

กิจกรรมของโครงการ (n=17)	การรับรู้ (จำนวนข้อด้วยร้อยละ)		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับความ พึงพอใจ ^๒
	ทราบ	ไม่ทราบ			
1. ด้านการศึกษา	17 (100.0)	0 (0.0)	3.88	1.111	มาก
2. ด้านสุขภาพ สุขอนามัยและกีฬา	16 (94.1)	1 (5.9)	3.75	0.931	มาก
3. ด้านความเป็นอยู่ที่ดี	15 (88.2)	2 (11.8)	3.33	0.617	ปานกลาง
๔. ด้านสิ่งแวดล้อม	15 (88.2)	2 (11.8)	3.47	0.703	ปานกลาง
5. ด้านเศรษฐกิจ	15 (88.2)	2 (11.8)	3.60	0.737	มาก
6. ด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์ ที่ดีกับชุมชน	17 (100.0)	0 (0.0)	3.71	0.686	มาก

หมายเหตุ: ¹เกณฑ์การแบ่งระดับความพึงพอใจเสียยาข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก
ที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

- ผู้สอบแบบสอบถามส่วนมาตรการระบุความต้องการให้กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด(มหาชน) ดำเนินการตามแผนพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 29.5) รองลงมาต้องการให้ดำเนินการให้มีความรู้เกี่ยวกับความปลอดภัยและอาชีวอนามัย (ร้อยละ 23.5) และการอนุรักษ์วัฒนธรรมประเพณี และการส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ มีสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 17.6)

- ความคิดเห็นโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล เกี่ยวกับดัชนีความพึงพอใจของชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจมากต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม ภายหลังสงคราม การดำเนินงานกิจกรรมรวมชุมชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล และการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล อย่างไรก็ตาม ในเรื่องความพึงพอใจต่อการปฏิบัติงานตามการและการะบวนการดูแลความปลอดภัยของของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ยังมีความพึงพอใจปานกลาง ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.1-6

ตารางที่ 3.1.1-6

ความคิดเห็นของชุมชนที่มีต่อการดำเนินการขุดเหมืองแร่และผลิตพลังงานไฟฟ้า
เกี่ยวกับความพึงพอใจของชุมชนที่มีต่อการดำเนินงานของโครงการ

การดำเนินการ (n=17)	ความพึงพอใจ (ร้อยละ)	ค่าเฉลี่ย (X)	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.)	ระดับความพึงพอใจ
1. เป็นองค์กรที่ให้ข้อมูลและประโยชน์ต่อสังคม	77.65	3.88	0.857	มาก
2. ความพึงพอใจต่อการจัดการสิ่งแวดล้อม	76.47	3.82	0.809	มาก
3. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์	75.29	3.76	0.752	มาก
4. ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของชุมชน	69.41	3.47	0.624	ปานกลาง
5. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของศูนย์บริการ	71.76	3.59	0.712	มาก

หมายเหตุ: 1. เกณฑ์การประเมินระดับความพึงพอใจเฉลี่ยจัดเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < X \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมากที่สุด, $3.50 < X \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < X \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.50 < X \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq X \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

3.1.2 กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร

ส่วนที่ 1 ข้อมูลทั่วไปของผู้ตอบแบบสอบถามและครอบครัว

- ผู้ตอบแบบสอบถามโดยส่วนใหญ่เป็นเพศหญิง (ร้อยละ 59.5) โดยอายุของผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากมีอายุอยู่ในช่วง 41-50 ปี (ร้อยละ 37.7) รองลงมาคืออายุอยู่ในช่วง 31-40 ปี (ร้อยละ 27.3) และมีอายุอยู่ในช่วง 51-60 ปี (ร้อยละ 25.7) โดยส่วนมากมีการศึกษาอยู่ในระดับประถมศึกษา (ร้อยละ 33.5) รองลงมาในระดับมัธยมศึกษาตอนต้น และอาชีวศึกษา ปวช./ปวส. ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 20.8) ซึ่งผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดมีอาชีพเกษตรกร

- อาชีพหลักของครอบครัวในปัจจุบันส่วนมากประกอบอาชีพค้าขาย/ธุรกิจส่วนตัว (ร้อยละ 48.3) รองลงมาประกอบอาชีพพนักงานบริษัท/โรงงาน (ร้อยละ 31.4) และประกอบอาชีพรับจ้างทั่วไป (ร้อยละ 16.6) ส่วนรายได้ของครัวเรือนเฉลี่ยต่อเดือนส่วนมากมีรายได้อยู่ในช่วง 10,000-20,000 บาท (ร้อยละ 39.0) รองลงมาคือรายได้ในช่วง 20,000-30,000 บาท (ร้อยละ 33.8) และมีรายได้มากกว่า 30,000 บาทขึ้นไป (ร้อยละ 21.3) โดยส่วนใหญ่จะไม่มีรายได้เพียงพอและมีหนี้สิน (ร้อยละ 55.3) รองลงมาจะไม่มีหนี้สิน (ร้อยละ 21.3) และรายได้เพียงพอและมีหนี้สิน (ร้อยละ 23.1) โดยจะพบว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($X=1.94, S.D.=0.551$) คนลำดับ

- ลักษณะการถือครองบ้านที่อยู่อาศัยโดยส่วนใหญ่มีสภาพการถือครองเป็นของตนเอง/ญาติ/ครอบครัว (ร้อยละ 51.9) รองลงมาคือเช่า (ร้อยละ 47.8) และอื่นๆ ได้แก่ บ้านของตนเอง (ร้อยละ 0.3) ซึ่งโดยส่วนใหญ่เช่ามาจากญาติพี่น้อง (ร้อยละ 58.7) รองลงมาคือเช่าจากผู้อื่น (ร้อยละ 38.2) และมีผู้เช่าจากผู้อื่นในจังหวัดอื่น (ร้อยละ 3.1) สำหรับผู้ที่เช่าบ้านมาจากผู้อื่น (ร้อยละ 38.2) โดยส่วนใหญ่เช่ามาจากรัฐบาล/ภาคเอกชน/ญาติพี่น้อง (ร้อยละ 61.4) และส่วนมากย้ายมาอยู่ในระยะเวลา 5-10 ปี (ร้อยละ 46.2) ทั้งนี้ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ (ร้อยละ 84.4) ไม่คิดจะย้ายที่อยู่อาศัยไปอยู่ที่อื่น

ส่วนที่ 2 ข้อมูลด้านสภาพทางสังคมและความเป็นอยู่ในปัจจุบัน

- สำหรับความคิดเห็นต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชนที่อยู่อาศัย พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 74.0-99.7) หากพิจารณาความคิดเห็นของผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานอันดับต้นๆ ได้แก่ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 26.0) รองลงมาคือไฟฟ้า (ร้อยละ 11.2) และด้านสิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 3.9)

- เมื่อพิจารณาถึงปัญหาด้านสังคม พบว่าปัจจุบันในชุมชนส่วนมากไม่มีปัญหาด้านสังคม (ร้อยละ 27.1) สำหรับบางส่วนที่ระบุว่าปัญหาในด้านๆ ได้แก่ ปัญหายาเสพติด (ร้อยละ 21.6) รองลงมาคือปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามา (ร้อยละ 18.8) และปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 18.0) สำหรับการเปลี่ยนแปลงสภาพแวดล้อมของชุมชนพบว่าในปัจจุบันส่วนใหญ่ผู้ตอบแบบสอบถามระบุว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม (ร้อยละ 84.2)

- ความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของชุมชนในปัจจุบันซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.2-1 พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่จะระบุว่าได้รับผลกระทบจากฝุ่นละออง/เขม่าควัน (ร้อยละ 63.4) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($X=2.08, S.D.=0.636$) รองลงมาคือได้รับผลกระทบจากกลิ่นรบกวน (ร้อยละ 29.6) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($X=2.05, S.D.=0.577$) และได้รับผลกระทบจากเสียงดังรบกวน (ร้อยละ 23.1) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($X=1.94, S.D.=0.551$) คนลำดับ

ตารางที่ 3.1.2-1

ความถี่ของข้อมูลที่ได้รับเกี่ยวกับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมภายในพื้นที่ศึกษา

ปัญหา/ผลกระทบ (n=385)	ผลกระทบ		ค่าเฉลี่ย มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ผลกระทบ ^{1/}	ความถี่ ที่ได้รับ ผลกระทบ
	ไม่ได้รับ	ได้รับ			
1. ผู้ละออง, เขม่าควัน	141 (36.6)	244 (63.4)	2.08	ปานกลาง	บ่อยๆ
2. กลิ่นรบกวน	271 (70.4)	114 (29.6)	2.05	ปานกลาง	นานครั้ง
3. เสียงดังรบกวน	296 (76.9)	89 (23.1)	1.94	ปานกลาง	บ่อยๆ
4. น้ำนํ้าเสีย	377 (97.9)	8 (2.1)	2.25	ปานกลาง	นานๆครั้ง
5. การลักลอบทิ้งกากของเสีย	379 (98.4)	6 (1.6)	2.17	ปานกลาง	บ่อยๆ

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับความถี่เกี่ยวกับผลกระทบของเสียรายข้อเป็น 3 ระดับ ดังนี้ $2.50 < \bar{X} \leq 3.00$ คะแนนหมายถึง ระดับมาก, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.00 < \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย

- ความพึงพอใจในสภาพแวดล้อมและความเป็นอยู่ในปัจจุบันพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจ (ร้อยละ 64.2) เมื่อสอบถามเกี่ยวกับความกังวลใจที่ต้องอาศัยอยู่ใกล้แหล่งโรงงานอุตสาหกรรมพบว่าค่อนข้างไม่กังวลใจ ($\bar{X}=1.52, S.D.=1.013$) สำหรับบางส่วนที่มีความกังวลใจมักจะมี ความกังวลใจในด้านสุขภาพ (ร้อยละ 43.7) รองลงมาด้านสิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 35.0) และด้านความปลอดภัย (ร้อยละ 21.3) ตามลำดับ

- การดำเนินการต่างๆ ในชุมชนเพื่อลดความกังวลใจในระดับต่างๆ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.2.2 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าการดำเนินการต่างๆ สามารถลดระดับความกังวลใจได้บ้าง

- สำหรับความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านบวก พบว่าสามารถระบุได้ทำให้มีการสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 25.0) รองลงมาคือสภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 24.2) และมีระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 10.4) สำหรับผลกระทบด้านลบส่วนมากมีความคิดเห็นว่ามีผลกระทบเรื่องประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 19.5) รองลงมาคือผลกระทบด้านสุขภาพ (ร้อยละ 16.6) และค่าครองชีพที่สูงขึ้น (ร้อยละ 13.2)

ตารางที่ 3.1.2-2

ความถี่ของข้อมูลที่ได้รับเกี่ยวกับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

เมื่อลดความกังวลใจในระดับต่างๆ ภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=385)	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ การลดความกังวล ^{1/}
1. การใช้ข้อมูลโครงการเพื่อการจัดการประชุมหรือการอบรม สัมมนา	3.09	0.702	ลดความกังวลได้บ้าง
2. การดำเนินการลดความรุนแรงรังสี และปฏิกิริยาทาง ด้านความรับผิดชอบต่อผู้ในชุมชนโดยรอบ	3.08	0.714	ลดความกังวลได้บ้าง
3. การแจ้งข่าวให้ทราบล่วงหน้า กรณีมีการซ่อมบำรุงหรือ การซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	3.01	0.709	ลดความกังวลได้บ้าง
4. การสื่อสารกับชุมชนในการมีกิจกรรมแลกเปลี่ยน 5. การแสดงผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศให้ทราบ	2.97	0.728	ลดความกังวลได้บ้าง
6. การให้ความรู้ความเข้าใจด้านการบรรเทาผลกระทบ ความปลอดภัยแก่ประชาชน	2.99	0.714	ลดความกังวลได้บ้าง
7. การให้ข้อมูลชุมชนและประชาชนเข้าเยี่ยมชมโรงงาน	3.04	0.749	ลดความกังวลได้บ้าง
8. การขยายเชื่อมโยงประชาชนในชุมชนของเจ้าหน้าที่ มวลชนในพื้นที่	3.02	0.748	ลดความกังวลได้บ้าง
9. การเชื่อมความสัมพันธ์ที่ดีกับผู้นำชุมชนและประชาชนของ เจ้าหน้าที่ที่วางลงในพื้นที่	3.07	0.708	ลดความกังวลได้บ้าง
9. การเชื่อมความสัมพันธ์ที่ดีกับผู้นำชุมชนและประชาชนของ เจ้าหน้าที่ที่วางลงในพื้นที่	3.09	0.713	ลดความกังวลได้บ้าง

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับการลดความกังวลใจรายข้อเป็น 4 ระดับ ดังนี้ $3.50 < \bar{X} \leq 4.00$ คะแนน หมายถึง
ลดความกังวลได้มาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้บ้าง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง
ลดความกังวลได้น้อย, $1.00 < \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลไม่ได้เลย

ส่วนที่ 3 ข้อมูลการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ

- เมื่อสอบถามเกี่ยวกับการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าการรับรู้โครงการ (ร้อยละ 60.0) และผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ารู้จักเจ้าหน้าที่ของโครงการบริษัทฯ (ร้อยละ 57.1)

- สำหรับด้านการเชื่อมสัมพันธ์ภายในชุมชนพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าไม่มีการเชื่อมสัมพันธ์ภายในชุมชน (ร้อยละ 71.7) เมื่อสอบถามถึงช่องทางในการร้องเรียนของชุมชนบริษัทฯ พีทีที โกลบอล เคมิคอล พบว่าส่วนใหญ่ระบุว่าไม่ทราบ (ร้อยละ 78.1) และเมื่อสอบถามเกี่ยวกับเรื่องร้องเรียนที่โดยแจ้ง พบว่าทั้งหมดไม่เคยร้องเรียน ทั้งนี้พบว่าส่วนมากพอใจต่อช่องทางในการร้องเรียนของชุมชนบริษัทฯ และการเข้าถึงชุมชน (ร้อยละ 39.0)

ในรอบปีที่ผ่านมา ผู้ตอบแบบสอบถามโดยส่วนใหญ่ไม่เคยได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโครงการ (ร้อยละ 98.2) มีเพียง ร้อยละ 1.8 ที่ระบุว่าได้รับผลกระทบ สำหรับรายละเอียดผลกระทบที่ได้รับในภาพรวมของกลุ่มบริษัทฯ ส่วนใหญ่ระบุว่าได้รับผลกระทบเรื่องสภาพทางอากาศ (ร้อยละ 85.7) และไม่ระบุ (ร้อยละ 14.3)

เมื่อสอบถามเกี่ยวกับความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการว่ามีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง ($\bar{X}=3.47, S.D.=0.696$) สำหรับความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง ($\bar{X}=3.44, S.D.=0.651$)

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการจัดกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

การรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.2-3 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามระบุว่าเคยรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการ (ร้อยละ 36.6-76.1) นอกจากนี้ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุข้อมูลการประชาสัมพันธ์ที่รู้จักผ่านชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 54.8) รองลงมาทราบจากสื่อทางสาย/ออกกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 24.5) และทราบจากญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 14.5)

ตารางที่ 3.1.2-3
ความคิดเห็นของกลุ่มครัวเรือนเกี่ยวกับการรับรู้ข้อมูลประชาสัมพันธ์
ของโครงการภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=385)	เคยทราบ		ไม่เคยทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
1. การแจ้งข่าวสารให้ทราบล่วงหน้า กรณีการซ่อมบำรุงหรือการซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	293	76.1	92	23.9
2. การซ่อมแซมอุปกรณ์ของอุปกรณ์ที่ ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	171	44.4	214	55.6
3. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับขอบข่ายและความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	141	36.6	244	63.4
4. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับขอบข่ายความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	201	52.2	184	47.8
5. ข้อมูลการประชาสัมพันธ์โครงการหรือกิจกรรมเพื่อสังคมของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	280	72.7	105	27.3

สำหรับผู้ที่ได้รับทราบการดำเนินงานโครงการนี้ต้องการข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับโครงการด้านสิ่งแวดล้อม สุขอนามัย และกึ่งทางด้านการศึกษาและสร้างความสัมพันธ์ที่ดีกับชุมชน และด้านเศรษฐกิจด้านความเป็นอยู่ที่ดี ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.2-4

ตารางที่ 3.1.2-4
ความคิดเห็นของกลุ่มครัวเรือน เกี่ยวกับการรับรู้ทรัพยากรด้านนิเวศวิทยาที่ชุมชนและสังคมของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ ภายในพื้นที่ศึกษา

โครงการของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
ด้านสิ่งแวดล้อม				
1. โครงการร่วมมือร่วมใจดูแลป่า (สร้างป่าในไร่ของโรงงาน)	177	46.0	208	54.0
2. โครงการพัฒนาอาชีพประมง (สร้างแหล่งอาศัยสัตว์ทะเล)	171	44.4	214	55.6
3. โครงการ Thresh Taper Project ทำห้วยค้ำปลาเพื่อป้องกันขยะชุมชนสู่แม่น้ำลำคลอง (ดำเนินกิจกรรมร่วมกันเทศบาลตำบลบาง)	129	33.5	256	66.5
4. โครงการธนาคารน้ำใต้ดิน (พื้นที่สวนมะม่วงและฟาร์มของชุมชนกรอกยาชบาและหนองแดง)	118	30.6	267	69.4
5. โครงการธนาคารขยะ "ทิ้ง-ใจ-เกิด" (ดำเนินกิจกรรมร่วมกับวิสาหกิจชุมชนเบญจพยอมและโรงเรียนวัดบางท่า)	131	34.0	254	66.0
6. กิจกรรมปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำและกิ่งกอ ดำเนินกิจกรรมร่วมกับกลุ่มประมงเรือเล็กฯ เช่น กลุ่มประมงเรือเล็ก ต.ทวน-อ่าวประดู่ และกลุ่มประมงเรือเล็กบ้านพยอม	158	41.0	227	59.0
7. โครงการ Community Waste Model มอบคณะกรรมการคัดแยกขยะร่วมกับกลุ่มประมงเรือเล็กตากวน-อ่าวประดู่ และมอบเครื่องย่อยเศษอาหารในโครงการเพื่อใช้เป็นการเกษตรเพื่อใช้ในการบริหารจัดการขยะในครัวเรือนถึงชุมชนเกาะกอก	147	38.2	238	61.8
8. โครงการปศุสัตว์ชุมชน มอบสนับสนุนวิทยากรพัฒนากระบือเทศนวัตกรรมเลี้ยงหมูทะเล (พื้นที่ที่ติดคลองใหญ่)	119	30.9	266	69.1
9. โครงการ Think Cycle Bank กิจกรรมรับแลกขยะโดยดำเนินกิจกรรมร่วมกับสถาบันการศึกษาในพื้นที่	117	30.4	268	69.6
10. โครงการชุมชนช่วยกัน ถูบดินทำนองกิจกรรมรณรงค์ทำน้ำ EM และปุ๋ยหมักจากมูลสัตว์ Think Cycle Bank	126	32.7	259	67.3
ด้านการศึกษา				
11. โครงการแนะแนวการศึกษาสายอาชีพ (ร.ร.วัดบางขั้ว/ร.ร.วัดข่อยใหญ่)	149	38.7	236	61.3
12. โครงการเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจและวิถีชีวิต (ร.ร.วัดบางขั้ว/ศูนย์บริการสาธารณสุขวัดใหม่)	156	40.5	229	59.5

ප්‍රදාන 3.1.2-4 (ඉ)

การดำเนินงาน (n=385)	ครบ		ไม่ครบ	
	จำนวน	ร้อยละ		
13. โครงการสนับสนุนการศึกษาต่อของชุมชน	261	67.8	124	32.2
14. โครงการ อสม.มือ เทียมการส่งเสริมความรู้เรื่องการดูแลสุขภาพเบื้องต้น	174	45.2	211	54.8
ด้านสุขภาพ สุขอนามัย และกีฬา				
15. โครงการสอนทำเจลแอลกอฮอล์ (ร.ร.จักรสมเทพ/ร.ร.มาบตาพุด วิทยาลัยการร.ร.วัดราษฎร์บูรณะ/วิทยาลัยการ/ร.ร.วัดคตม)	160	41.6	225	58.4
16. โครงการจัดทำ wall shield (ร.ร.มาบตาพุด/วิทยาลัยการ)	148	38.4	237	61.6
17. โครงการเดินเท้าสู่สุขภาพดี กิจกรรมปลูกผักปลูกใจ	132	34.3	253	65.7
18. สนับสนุนอุปกรณ์ทางการแพทย์ให้แก่วัยทองต่างๆ และชุมชนในพื้นที่	147	38.2	238	61.8
19. สนับสนุนชุด PE gown และถุงมือกันเชื้อไวรัสต่างๆ ในพื้นที่	144	37.4	241	62.6
20. โครงการอบรมเอาตัวในโรงเรือน	137	35.6	248	64.4
21. โครงการดูแลสุขภาพร่วมกับ อสม. และ อปท. โครงการมอบหน้ากากอนามัยและชุดมือจับ	155	40.3	230	59.7
ด้านวัยสูงอายุและสร้างเสริมพลังกับผู้ที่ด้อยทุนชน				
22. โครงการเสริมพลังผู้สูงอายุ (เทศบาลเมืองมาบตาพุด)	142	36.9	243	63.1
23. สนับสนุนงบประมาณให้กับชุมชนและกลุ่มประมงในพื้นที่ เช่น สนับสนุนงบประมาณในการพัฒนาอาชีพประมง	145	37.7	240	62.3
ด้านเศรษฐกิจและความเป็นอยู่ที่ดี				
24. โครงการตลาดนัดโรงนอนลอย	108	28.1	277	71.9
25. โครงการ Functional Green house สกิม (สร้างโรงเรือนปลูกแตงโม) (หลังตลาดนัดโรงนอนลอย) ประโยชน์ของ โรงเรือนชีวภาพคนเมืองสวนกรรม วิทยาสันติชนศึกษาเกษตรประมง และวิทยาลัยการพืชจังหวัด	125	32.5	260	67.5
26. โครงการ Fit Fun Firm กิจกรรมเปลี่ยนพลังคนและปรับปรุงตลาดโรงเรือนวัดตากวน	121	31.4	264	68.6
27. กิจกรรมบริจาคของบริโภค-อุปโภคให้แก่ศาลาและชุมชนต่างๆ ในพื้นที่ที่ช่วยเหลือหรือประชาชนที่รายได้น้อย	122	31.7	263	68.3
28. โครงการ Light For The Better Living เปลี่ยนหลอดไฟ LED แสงสว่างเพื่อพี่น้อง ณ โรงเรียนบ้านหนองจอก	110	28.6	275	71.4
29. โครงการติดตั้งไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Cell) บริเวณกลุ่มประมงเรือเล็กตากวน-อ่าวประตู่	119	30.9	266	69.1
30. โครงการเลี้ยงไก่จากไข่ไก่	129	33.5	256	66.5

๒๖. ด้านกิจกรรมที่สนับสนุนกับกลุ่มบริษัท โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

โดยผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่จะบ่งชี้การจัดการชุมชนที่มีประสิทธิภาพ (ร้อยละ 99.5) ซึ่งส่วนใหญ่มีปัจจัยเด่นที่ (ร้อยละ 57.8) รองลงมาไม่แน่ใจ (ร้อยละ 30.2) และจัดกาปฏิ (ร้อยละ 7.8)

- สำหรับการค้าดำเนินการด้านกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคมของโครงการพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าการดำเนินการด้านกิจกรรมดังกล่าวภายในชุมชน และมีความพึงพอใจระดับมากในด้านการศึกษา ด้านสุขภาพ ด้านอนามัยและกีฬา ด้านความเป็นอยู่ที่ดี ด้านสิ่งแวดล้อม ด้านเศรษฐกิจ และด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์กับชุมชน ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.2.5

ตารางที่ 3.1.2-5

ความคิดเห็นของกล่มคร้วเรือบเกี่ยวกับการจัดกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

ในด้านต่างๆ ของโครงการภายในพื้นที่ศึกษา

กิจกรรมของโครงการ (n=365)	การรับรู้ (จำนวนคำกล่าว/ร้อยละ)		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับความ พึงพอใจ
	รวม	ไม่ทราบ			
1. ด้านการศึกษา	363 (94.3)	22 (5.7)	3.76	0.750	มาก
2. ด้านสุขภาพ สุขอนามัยและกีฬา	310 (80.5)	75 (19.5)	3.72	0.740	มาก
3. ด้านความเป็นอยู่ที่ดี	267 (69.4)	118 (30.6)	3.64	0.769	มาก
4. ด้านสิ่งแวดล้อม	304 (79.0)	81 (21.0)	3.66	0.727	มาก
5. ด้านเศรษฐกิจ	273 (70.9)	112 (29.1)	3.63	0.747	มาก
6. ด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์ กับสังคม	314 (81.6)	71 (18.4)	3.59	0.719	มาก

หมายเหตุ: ¹⁾เกณฑ์การประเมินผลสัมฤทธิ์ของโรงเรียนชั้น 5 ระดับ คือ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับดีมาก
 $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$
 คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

- ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากจะระบุว่าต้องการให้กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ดำเนินการพัฒนาคูณภาพชีวิต (ร้อยละ 29.6) รองลงมาต้องการให้พัฒนาการฝึกงานและเยาวชน (ร้อยละ 14.6) และต้องการให้ส่งเสริมและอนุรักษ์ทั้งที่เป็นสิ่งแวดล้อม และการสนับสนุนและส่งเสริมสุขภาพและระเบียบวินัย (ร้อยละ 10.6)

- ความคิดเห็นโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล เกี่ยวกับประเด็นความพึงพอใจของชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้ความสำคัญและประโยชน์ต่อสังคม ภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม การดำเนินงานกิจกรรมความรับผิดชอบต่อสังคมของชุมชน เคมิคอล การปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.2-6 และการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

ตารางที่ 3.1.2-6

ความคิดเห็นของลูกจ้างหรือพนักงานเกี่ยวกับโครงการทำนุบำรุงและส่งเสริมศิลปวัฒนธรรม
เกี่ยวกับความพึงพอใจของชุมชนโดยรอบโครงการทำนุบำรุงศิลปวัฒนธรรม

การดำเนินการ (n=385)	ความพึงพอใจ (ร้อยละ)	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ความพึงพอใจ ^{1/}
1. เป้าประสงค์ที่ให้ลูกค้าและประชาชนมีส่วนร่วม	73.35	3.67	0.672	มาก
2. ความพึงพอใจต่อการทำกิจกรรม	73.19	3.66	0.682	มาก
3. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	72.88	3.64	0.693	มาก
4. ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	74.03	3.70	0.697	มาก
5. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	73.77	3.69	0.697	มาก

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับความพึงพอใจเฉลี่ยรายข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมากที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

3.1.3 กลุ่มตัวแทนครัวเรือนในภาพรวม 5 กิโลเมตร

ส่วนที่ 1 ข้อมูลทั่วไปของผู้ตอบแบบสอบถามและครอบครัว

- ผู้ตอบแบบสอบถามโดยส่วนใหญ่เป็นเพศหญิง (ร้อยละ 59.0) โดยอายุของผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากมีอายุในช่วง 41-50 ปี (ร้อยละ 37.1) รองลงมาคือมีอายุในช่วง 51-60 ปี (ร้อยละ 27.4) และมีอายุอยู่ในช่วง 31-40 ปี (ร้อยละ 26.4) โดยส่วนมากมีการศึกษาอยู่ในระดับประถมศึกษา (ร้อยละ 34.6) รองลงมาในระดับมัธยมศึกษาตอนต้น (ร้อยละ 20.4) และระดับอาชีวศึกษา/ปวส (ร้อยละ 20.1) ซึ่งผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดมีอาชีพหลากหลาย

- อาชีพหลักของครอบครัวในปัจจุบันส่วนมากประกอบอาชีพค้าขาย/ธุรกิจส่วนตัว (ร้อยละ 48.6) รองลงมาประกอบอาชีพพนักงานบริษัท/โรงงาน (ร้อยละ 30.3) และประกอบอาชีพรับจ้างทั่วไป (ร้อยละ 17.4) ส่วนรายได้ของครัวเรือนเฉลี่ยต่อเดือนค่อนข้างมากมีรายได้ในช่วง 10,000-20,000 บาท (ร้อยละ 38.6) รองลงมาคือมีรายได้ในช่วง 20,000-30,000 บาท (ร้อยละ 34.1) และมีรายได้มากกว่า 30,000 บาทขึ้นไป (ร้อยละ 21.4) โดยส่วนใหญ่จะพำนักอยู่ในพื้นที่เมืองและมีลูกกับ (ร้อยละ 54.7) รองลงมาจะพำนักอยู่ในพื้นที่ชนบท (ร้อยละ 31.1) และจะพำนักอยู่ในพื้นที่อื่น (ร้อยละ 7.5)

- ลักษณะการถือครองบ้านที่อยู่อาศัยโดยส่วนใหญ่มีสภาพการถือครองเป็นของตนเอง/ญาติ/ครอบครัว (ร้อยละ 52.5) รองลงมาคือมีสภาพการถือครองเป็นของเช่า (ร้อยละ 47.3) และอื่นๆ ได้แก่ บ้านของพ่อแม่/ญาติ (ร้อยละ 0.2) ซึ่งโดยส่วนใหญ่ย้ายเข้ามาจากจังหวัดอื่น (ร้อยละ 58.0) รองลงมาคือมีถิ่นกำเนิดเป็นคนในจังหวัดอื่น (ร้อยละ 39.6) และมีภูมิลำเนาจากจังหวัดในจังหวัดระยอง (ร้อยละ 3.4) สำหรับผู้ที่ระบุว่าย้ายมาจากจังหวัดอื่นโดยส่วนใหญ่จะย้ายเข้ามาจากจังหวัดในภาคตะวันออกและเหนือ (ร้อยละ 60.8) และส่วนมากย้ายมาเป็นระยะเวลา 5-10 ปี (ร้อยละ 45.7) ทั้งนี้ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ (ร้อยละ 84.4) ไม่คิดจะย้ายที่อยู่ต่อไป

ส่วนที่ 2 ข้อมูลด้านสภาพทางสังคมและความเป็นอยู่ในปัจจุบัน

- สำหรับความคิดเห็นต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชนที่อยู่อาศัย พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 74.4-99.8) หากพิจารณาความคิดเห็นของผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานในด้านใดด้านหนึ่งได้แก่ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 25.6) รองลงมาคือไฟฟ้า (ร้อยละ 10.7) และด้านเส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 4.2)

- เมื่อพิจารณาถึงปัญหาด้านสังคม พบว่าปัจจุบันในชุมชนส่วนมากไม่มีปัญหาด้านสังคม (ร้อยละ 27.3) สำหรับบางส่วนที่ระบุว่าปัญหาในลำดับต้นๆ ได้แก่ ปัญหาคนเสพยา (ร้อยละ 21.9) รองลงมาคือปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามา (ร้อยละ 18.4) และปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 18.1) สำหรับการเปรียบเทียบแหล่งสภาพแวดล้อมของชุมชนพบว่าในปัจจุบันส่วนใหญ่ผู้ตอบแบบสอบถามระบุว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม (ร้อยละ 83.3)

- ความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของชุมชนในปัจจุบันซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.3-1 พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าได้รับผลกระทบจากฝุ่นละออง/เขม่าควัน (ร้อยละ 63.7) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=2.07$, S.D.=0.641) รองลงมาได้รับผลกระทบจากกลิ่นรบกวน (ร้อยละ 31.1) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=2.06$, S.D.=0.586) และได้รับผลกระทบจากเสียงดังรบกวน (ร้อยละ 23.9) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=1.97$, S.D.=0.570) ตามลำดับ

ตารางที่ 3.1.3-1

ความคิดเห็นของกลุ่มผู้วิจัยเกี่ยวกับการพัฒนาระบบฐานข้อมูลและคลังข้อมูลในพื้นที่ศึกษา

ปัญหา/ผลกระทบ (n=402)	ผลกระทบ		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ผลกระทบ ^{1/} (S.D.)	ความถี่ ที่ได้รับ ผลกระทบ
	ไม่ได้รับ	ได้รับ				
1. ผู้ละออง, เขม่าควัน	146 (36.3)	256 (63.7)	2.07	0.641	ปานกลาง	บ่อยๆ
2. กลิ่นรบกวน	277 (68.9)	125 (31.1)	2.06	0.586	ปานกลาง	นานๆครั้ง
3. เสียงดังรบกวน	306 (76.1)	96 (23.9)	1.97	0.570	ปานกลาง	บ่อยๆ
4. น้ำเน่าเสีย	391 (97.3)	11 (2.7)	2.27	0.647	ปานกลาง	นานๆครั้ง
5. การปล่อยมลพิษทางอากาศ	392 (97.5)	10 (2.5)	2.30	0.675	ปานกลาง	ตลอดเวลา

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับความคิดเห็นเกี่ยวกับผลกระทบของสิ่งแวดล้อมเป็น 3 ระดับ ดังนี้ $2.50 < \bar{X} \leq 3.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.00 < \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย

- ความพึงพอใจในสภาพแวดล้อมและความปลอดภัยในปัจจุบันพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจ (ร้อยละ 64.2) เมื่อสอบถามเกี่ยวกับความกังวลใจที่ต้องอาศัยอยู่ใกล้แหล่งโรงงานอุตสาหกรรมพบว่าค่อนข้างไม่กังวลใจ ($\bar{X}=1.54, S.D.=1.023$) สำหรับบางส่วนที่มีความกังวลใจมักจะมีความกังวลใจในด้านสุขภาพ (ร้อยละ 45.5) รองลงมาด้านสิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 34.5) และด้านความปลอดภัย (ร้อยละ 20.0) ตามลำดับ

- การดำเนินการต่างๆ ในชุมชนเพื่อลดความกังวลใจในระดับต่างๆ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.3.2 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ามีการดำเนินการต่างๆ สามารถลดระดับความกังวลใจได้บ้าง

- สำหรับความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านบวก พบว่าส่วนมากระบุว่าทำให้มีการสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 25.0) รองลงมาคือมีสภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 23.9) และมีระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 10.5) สำหรับผลกระทบด้านลบส่วนมากมีความคิดเห็นว่าผลกระทบเรื่องปะจากฝนเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 19.1) รองลงมาคือผลกระทบด้านสุขภาพ (ร้อยละ 16.7) และค่าครองชีพเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 12.7)

ตารางที่ 3.1.3-2

ความคิดเห็นของกลุ่มผู้วิจัยเกี่ยวกับการดำเนินการด้านต่างๆ ในชุมชน
เพื่อลดความกังวลใจในระดับต่างๆ ภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=402)	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ การลดความกังวล ^{1/} ลดความกังวลได้บ้าง
1. การให้ข้อมูลโครงการด้วยการจัดประชุมหรือการอบรม สัมมนา	3.10	0.694	ลดความกังวลได้บ้าง
2. การดำเนินการลดตัวความระบะรัง และปฏิบัติงาน ด้วยความรับผิดชอบสูงในด้านการปลอดภัย	3.08	0.712	ลดความกังวลได้บ้าง
3. การแจ้งข่าวให้ทราบล่วงหน้า กรณีมีการซ่อมบำรุงหรือ การซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	3.03	0.707	ลดความกังวลได้บ้าง
4. การสื่อสารกับชุมชนในการชี้แจงแผนฉุกเฉิน	2.98	0.728	ลดความกังวลได้บ้าง
5. การแสดงผลการตรวจวัดคุณภาพอากาศให้ทราบ	3.00	0.715	ลดความกังวลได้บ้าง
6. การให้ความรู้ความเข้าใจด้านกระบวนการผลิตและความ ปลอดภัยแก่ประชาชน	3.04	0.750	ลดความกังวลได้บ้าง
7. การให้ข้อมูลชุมชนและประชาชนเข้าเยี่ยมชมโรงงาน	3.02	0.745	ลดความกังวลได้บ้าง
8. การมอบใบยินยอมประชาชนในชุมชนของเจ้าหน้าที่ มวลชนในพื้นที่	3.07	0.706	ลดความกังวลได้บ้าง
9. การเชื่อมความสัมพันธ์กับผู้นำชุมชนและประชาชนของ เจ้าหน้าที่บริหารเขตพื้นที่	3.09	0.709	ลดความกังวลได้บ้าง

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับความคิดเห็นเกี่ยวกับลดเสียงรบกวน ดังนี้ $3.50 < \bar{X} \leq 4.00$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้มาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้บ้าง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้น้อย, $1.00 < \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลไม่ได้เลย

ส่วนที่ 3 ข้อมูลการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ

- เมื่อสอบถามเกี่ยวกับการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ารู้จักโครงการ (ร้อยละ 60.4) และผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ารู้จักเจ้าหน้าที่ของโครงการ/บริษัท (ร้อยละ 57.2)

- สำหรับด้านการเชื่อมคนภายในชุมชนพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ามีการเชื่อมคนภายในชุมชน (ร้อยละ 70.6) เมื่อสอบถามถึงช่องทางหรือการเรียนของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล พบว่าส่วนใหญ่ระบุว่าไม่ทราบ (ร้อยละ 77.5) และเมื่อสอบถามเกี่ยวกับเรื่องร้องเรียนที่คนแจ้ง พบว่าส่วนใหญ่ไม่โดยเรียน (ร้อยละ 97.7) ทั้งนี้พบว่าส่วนมากพอใจช่องทางหรือการเรียนของกลุ่มบริษัท และการแจ้งชุมชน (ร้อยละ 38.6)

- ในรอบปีที่ผ่านมาผู้ตอบแบบสอบถามโดยส่วนใหญ่ไม่ได้ให้ความสนใจต่อการดำเนินงานของโครงการ (ร้อยละ 97.8) มีเพียง ร้อยละ 2.2 ที่ระบุว่าได้รับผลกระทบด้านลบเพียงทางอากาศ (ร้อยละ 88.9) และไม่ระบุ (ร้อยละ 11.1)

มีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง ($\bar{X}=3.46, S.D.=0.692$) สำหรับความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง ($\bar{X}=3.44, S.D.=0.645$)

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการจัดกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

- การรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.3-3 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่รับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการ (ร้อยละ 37.3-77.1) นอกจากนี้ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 53.9) รองลงมาทราบจากเสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 25.8) และทราบจากญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 14.3)

ตารางที่ 3.1.3-3
ความคิดเห็นของผู้นำชุมชนเกี่ยวกับการรับรู้ข้อมูลประชาสัมพันธ์
ของโครงการภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=402)	เคยทราบ		ไม่เคยทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
1. การแจ้งข่าวสารให้ทราบล่วงหน้า กรณีการซ่อมบำรุงหรือการซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	310	77.1	92	22.9
2. การซ่อมแซมอุปกรณ์ของชุมชนที่ชำรุด	182	45.3	220	54.7
3. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับช่องทางและวิธีการแจ้งเหตุหรือเรื่องร้องเรียนต่อกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล	150	37.3	252	62.7
4. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับนโยบายด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล	214	53.2	188	46.8
5. ข้อมูลการประชาสัมพันธ์โครงการหรือกิจกรรมเพื่อสังคมของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล	296	73.6	106	26.4

ส่วนมากที่รับรู้รับทราบการดำเนินการด้านกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคมพบว่า ผู้ตอบแบบสอบถามด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์ที่ดีกับชุมชน และด้านเศรษฐกิจ/ด้านความเป็นอยู่ที่ดี ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.3-4

ความเชื่อมั่นของผู้นำชุมชนเกี่ยวกับการรับรู้รับทราบการดำเนินการด้านกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคมของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล ภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=402)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
1. โครงการรณรงค์ร่วมใจดูแลบ้าน (สวนป่าในเขตโรงงานรวม)	187	46.5	215	53.5
2. โครงการพัฒนาศูนย์เรียนรู้ (สร้างแหล่งอาศัยดีด้วย)	178	44.3	224	55.7
3. โครงการ Trash Trapper Project ตามติดปลายท่อป้องกันขยะชุมชนและน้ำเสีย (ดำเนินกิจกรรมร่วมกับเทศบาลตำบลบ้านดง)	136	33.8	266	66.2
4. โครงการธนาคารน้ำใต้ดิน (พื้นที่สวนมะม่วงและทุเรียนของชุมชนบวกรอกยาสูบและหนองเตม)	127	31.6	275	68.4
5. โครงการธนาคารขยะ "พี่-โกลบอล" (ดำเนินกิจกรรมร่วมกับวิสาหกิจชุมชนเป็นขยะและรีไซเคิลรวม)	140	34.8	262	65.2
6. กิจกรรมปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำและข้าวกล้า ดำเนินกิจกรรมร่วมกับกลุ่มประมงเรือเล็ก เช่น กลุ่มประมงเรือเล็ก ตากวน-อ่าวประดู่ และกลุ่มประมงเรือเล็กบ้านหนอง	167	41.5	235	58.5
7. โครงการ Community Waste Model มอบตะกร้าคัดแยกขยะร่วมกับกลุ่มประมงเรือเล็กตากวน-อ่าวประดู่ และมอบเครื่องชั่งเศษอาหารในโครงการเพื่อใช้ในการเกษตรเพื่อใช้ในการบริหารจัดการขยะในวิสาหกิจชุมชนเกาะกอก	154	38.3	248	61.7
8. โครงการปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำ มอบสนับสนุนบริหารจัดการพัฒนาระบบนิเวศนวัตกรรมการเลี้ยงปลาในบ่อเลี้ยง (เลี้ยงปลาในบ่อเลี้ยง)	126	31.8	274	68.2
9. โครงการ Think Cycle Bank กิจกรรมรับแลกขยะโดยดำเนินการเป็นกิจกรรมร่วมกับสถาบันการศึกษาในพื้นที่	125	31.1	277	68.9
10. โครงการชุมชนน้ำอยู่ ภูมิทัศน์บ้านของกิจกรรมรณรงค์การใช้น้ำ EM และปุ๋ยหมักจากมูลสัตว์ Think cycle bank	134	33.3	268	66.7
ด้านการศึกษา				
11. โครงการแนะแนวอาชีพและส่งเสริมอาชีพ (ร.ร. วัฒนศิริธรรมวิทยาคม)	161	40.0	241	60.0
12. โครงการส่งเสริมความรู้ทางความปลอดภัยและวิชาชีพ (ร.ร. วัฒนศิริธรรมวิทยาคม)	165	41.0	237	59.0

- ความคิดเห็นโดยรอบต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล เกี่ยวกับศักยภาพและความพึงพอใจของชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจมากต่อการเป็นองค์กรที่ได้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม ภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม การดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล การปฏิบัติงานมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล และการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1.3-6

ตารางที่ 3.1.3-6

ความคิดเห็นของกลุ่มตัวอย่างที่เลือกเป็นพื้นที่ศึกษาโครงการทำเขียนเรื่องและสิ่งเชื่อมโยง
เกี่ยวกับดัชนีชี้วัดของห่วงโซ่มูลค่าของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

การดำเนินการ (n=402)	ความพึงพอใจ (ร้อยละ)	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ความพึงพอใจ ^V
1. เป็นองค์กรที่ให้ค่าและประโยชน์ต่อสังคม	73.53	3.68	0.681	มาก
2. ความพึงพอใจต่อการจ้างงานที่ยุติธรรม	73.33	3.67	0.687	มาก
3. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	72.99	3.65	0.695	มาก
4. ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติงานมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	73.93	3.69	0.695	มาก
5. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	73.68	3.68	0.697	มาก

หมายเหตุ: ^Vเกณฑ์การประเมินระดับความพึงพอใจโดยเฉลี่ยคือ 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมากที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

ส่วนที่ 5 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

- ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมหรือข้อควรปรับปรุงในการดำเนินการกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

- ด้านสวัสดิการและประโยชน์
 - ยกยอให้มีการมอบทุนการศึกษาให้ทั่วถึง
 - ยกยอให้จัดกิจกรรมร่วมกับชุมชนต่างๆ และเพิ่มเงินสนับสนุนกิจกรรม
- ด้านการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย
 - ยกยอให้เพิ่มการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อมและการฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม
- ด้านการสื่อสารและประชาสัมพันธ์
 - ความโปร่งใสการดำเนินงานเกี่ยวกับเรื่องกิจกรรมมากกว่านี้

- ในภาพรวมเห็นว่าบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และกลุ่มบริษัทในเครือ ควรมีการปรับปรุงหรือดำเนินการในเรื่องต่างๆ ที่จะช่วยให้ชุมชน และกลุ่มโรงงานของบริษัทรสามารถอยู่ร่วมกันได้อย่างมีความสุข

➢ ข้อเสนอแนะปรับปรุง

- ยกยอให้มีการส่งเสริมอาชีพในชุมชน และรับคนพื้นที่เข้าทำงานเพิ่มมากขึ้น
- ยกยอให้สนับสนุนกิจกรรมบ่อยๆ อย่างสม่ำเสมอ และให้ทั่วถึง
- ยกยอให้ดูแลด้านสุขภาพพลานามัยต่างๆ กับคนในชุมชน และยกยอให้มีการออกหน่วยตรวจสุขภาพให้บ่อยๆ

- ยกยอให้ช่วยเหลือด้านทุนการศึกษาเด็กนักเรียนหรือผู้ยากไร้
- ยกยอให้มีการเพิ่มทุนการศึกษาให้ได้ครอบคลุมทุกคน
- ยกยอให้เข้ามามีส่วนทำกิจกรรมชุมชนบ่อยๆ

➢ ด้านการดูแลสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย

- ยกยอให้ดูแลด้านสิ่งแวดล้อมให้ดียิ่งขึ้น
- ยกยอให้เน้นดูแลเรื่องความปลอดภัยและสุขภาพคนและสัตว์จากสาร
- ยกยอให้เน้นดูแลเรื่องคุณภาพน้ำไม่ให้ส่งผลกระทบต่อชุมชนใกล้เคียงโครงการ
- ยกยอให้ดูแลด้านความปลอดภัยของชุมชนใกล้เคียงโครงการ
- ยกยอให้เน้นดูแลเรื่องความปลอดภัยด้านการจราจร
- ยกยอให้เน้นดูแลด้านมลพิษต่างๆ ไม่ส่งผลกระทบต่อสุขภาพของคนในชุมชน

➢ ด้านการสื่อสารและประชาสัมพันธ์

- ยกยอให้มีการประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสารโครงการให้ทั่วถึง
- ยกยอให้ CSR ลงพื้นที่ดูแลชุมชนหรือเข้าหาหน่วยงานชุมชนให้บ่อยมากขึ้นอย่างสม่ำเสมอ
- ยกยอให้มีการแจ้งหรือบอกปัญหาที่เกิดขึ้นให้ชาวบ้านทราบโดยเร็ว โดยเฉพาะเมื่อมีอุบัติเหตุต่างๆ
- ยกยอให้มีการสื่อสารกับชุมชนให้มากขึ้น
- ยกยอให้มีการประชาสัมพันธ์ข่าวให้ดีกว่านี้

3.2 ผลการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มผู้ใช้งาน

ได้ทำการสำรวจความคิดเห็นโดยได้ทำการเก็บตัวอย่างจากผู้ใช้งาน 14 คน กลุ่ม ชุมชนละ 3 ตัวอย่าง รวมทั้งหมด 42 ตัวอย่าง โดยมีการแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม ตามระดับผลกระทบที่อาจจะได้รับตามระยะห่างจากพื้นที่โครงการ คือ (1) กลุ่มผู้ใช้งานชุมชนที่มีระยะห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร จำนวน 3 ตัวอย่าง และ (2) กลุ่มผู้ใช้งานชุมชนที่มีระยะห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร จำนวน 39 ตัวอย่าง ตารางรายละเอียดผลการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มผู้ใช้งาน อ้างอิงจากผลรวมที่ 2 สามารถสรุปได้ดังนี้

3.2.1 กลุ่มผู้ใช้งานที่มีระยะห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร

ส่วนที่ 1 ข้อมูลทั่วไปของผู้ตอบแบบสอบถาม

ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่เป็นกรรมการหมู่บ้าน/ชุมชน (ร้อยละ 66.7) และเป็นอาสาสมัครสาธารณสุขหมู่บ้าน (ร้อยละ 33.3) โดยส่วนใหญ่มีระยะเวลาดำรงตำแหน่ง 1-5 ปี (ร้อยละ 66.7) และดำรงตำแหน่งมากกว่า 15 ปี (ร้อยละ 33.3) ซึ่งส่วนใหญ่เป็นเพศชาย (ร้อยละ 66.7) โดยอายุของผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากมีอายุอยู่ในช่วง 20-30 ปี 41-50 ปี ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 33.3) สำหรับการศึกษานั้น ส่วนมากอยู่ในระดับประถมศึกษา อาชีวศึกษา/ปวส และปริญญาตรี ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 33.3) ซึ่งผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดนี้ถือศาสนาพุทธ

ส่วนที่ 2 ข้อมูลด้านสภาพทางสังคมและความเป็นอยู่ในปัจจุบัน

สำหรับความคิดเห็นต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชนที่อาศัย พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 66.7-100.0) หากพิจารณาความคิดเห็นของผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานอันดับต้นๆ ได้แก่ ด้านไฟฟ้า น้ำประปา โรงเรียน/บาล, รพ.สต. เส้นทางคมนาคม และสภาพสิ่งแวดล้อมในชุมชน ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 33.3)

เมื่อพิจารณาถึงปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมพบว่าปัจจุบันในชุมชนส่วนมากมีปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามา (ร้อยละ 30.0) รองลงมาคือปัญหาการลักลอบขุด ปัญหาขยะมูลฝอย และปัญหาการจราจรติดขัด ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 20.0) สำหรับการเปลี่ยนแปลงสภาพแวดล้อมของชุมชนพบว่า ในปัจจุบันผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่จะบ่งชี้ถึงการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม (ร้อยละ 66.7)

3.2.1-1 ความพึงพอใจต่อผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของชุมชนในปัจจุบันซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่

3.2.1-1 พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดระบุว่าได้รับผลกระทบจากฝุ่นละออง/เขม่าควันและเสียงดังรบกวน โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=2.00, S.D.=0.000$) และผลกระทบจากกลิ่นรบกวน โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับน้อย ($\bar{X}=1.00, S.D.=0.000$) ตามลำดับ

ตารางที่ 3.2.1-1

ความพึงพอใจของชุมชนที่มีต่อปัญหา

เกี่ยวกับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมภายในพื้นที่ศึกษา

ปัญหา/ผลกระทบ (n=3)	ผลกระทบ (จำนวนตัวอย่าง/ร้อยละ)		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ผลกระทบ ^{1/}	ความถี่ ที่ได้รับ ผลกระทบ
	ไม่ได้รับ ผลกระทบ	ได้รับ ผลกระทบ				
1. ฝุ่นละออง, เขม่าควัน	0 (0.0)	3 (100.0)	2.00	0.000	ปานกลาง	มากที่สุด
2. กลิ่นรบกวน	0 (0.0)	3 (100.0)	1.00	0.000	น้อย	มากที่สุด
3. เสียงดังรบกวน	0 (0.0)	3 (100.0)	2.00	0.000	ปานกลาง	มากที่สุด
4. น้ำเน่าเสีย	3 (100.0)	0 (0.0)	0.00	0.000	ไม่ได้รับ	-
5. การล้นของน้ำจากของเสีย	3 (100.0)	0 (0.0)	0.00	0.000	ไม่ได้รับ	-

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับความพึงพอใจเกี่ยวกับผลกระทบเฉลี่ยข้อเป็น 3 ระดับ ดังนี้ $2.50 < \bar{X} \leq 3.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.00 < \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย

- ความพึงพอใจในสภาพแวดล้อมและความปลอดภัยในปัจจุบันพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามมีความพึงพอใจ และไม่พึงพอใจ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 33.3) เมื่อสอบถามเกี่ยวกับความกังวลใจที่ต้องอาศัยอยู่ในสิ่งแวดล้อมสาธารณะว่าผู้ตอบแบบสอบถามระบุว่าค่อนข้างไม่กังวลใจ ($\bar{X}=2.33, S.D.=1.155$) ซึ่งบางส่วนที่มีความกังวลใจ ทั้งหมดระบุว่ามีความกังวลใจในด้านสิ่งแวดล้อม

- การดำเนินการต่างๆ ในชุมชนเพื่อลดความกังวลใจในระดับต่างๆ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.1-2 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ามีการดำเนินการต่างๆ สามารถลดระดับความกังวลใจได้บ้าง

ตารางที่ 3.2.1-2

ความถี่ของการใช้ข้อมูลจากผู้ให้ข้อมูล

เกี่ยวกับกระบวนการดำเนินงานในชุมชนเพื่อลดความกังวลในประเด็นต่าง ๆ ภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=3)	ค่าเฉลี่ย (X)	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.)	ระดับการลดความกังวล
1. การให้ข้อมูลโครงการด้วยการจัดประชุมหรือการอบรม	3.33	0.577	ลดความกังวลได้บ้าง
2. การดำเนินการผลิตด้วยความรู้และปฏิบัติงานด้วยความรับผิดชอบในด้านการผลิต	3.00	0.000	ลดความกังวลได้บ้าง
3. การแจ้งข่าวให้ทราบล่วงหน้า กรณีมีการซ่อมบำรุงหรือการซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	3.00	0.000	ลดความกังวลได้บ้าง
4. การสื่อสารกับชุมชนในการดำเนินการซ่อมแซมฉุกเฉิน	3.33	0.577	ลดความกังวลได้บ้าง
5. การแสดงเอกสารหรือข้อมูลทางวิชาการให้ทราบ	3.33	0.577	ลดความกังวลได้บ้าง
6. การให้ความรู้ความเข้าใจด้านกระบวนการผลิตและความปลอดภัยกับประชาชน	3.33	0.577	ลดความกังวลได้บ้าง
7. การให้ข้อมูลชุมชนและประชาชนที่เกี่ยวข้องกับโรงงาน	3.33	0.577	ลดความกังวลได้บ้าง
8. การพบปะเยี่ยมเยียนประชาชนในชุมชนของเจ้าหน้าที่	3.33	0.577	ลดความกังวลได้บ้าง
9. การเชื่อมความสัมพันธ์ที่ดีกับผู้ให้ข้อมูลและประชาชนของเจ้าหน้าที่	3.33	0.577	ลดความกังวลได้บ้าง

หมายเหตุ: "เกณฑ์การแบ่งระดับการลดความกังวลเสียงออกเป็น 4 ระดับ ดังนี้ $3.50 < \bar{X} \leq 4.00$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้มาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้บ้าง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้น้อย, $1.00 < \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ลดความกังวลไม่ได้เลย

สำหรับผลกระทบด้านบวกในการที่มีโรงงานตั้งอยู่ในบริเวณชุมชน โดยส่วนมากการกระทำมีการสนับสนุนกิจกรรมในหลากหลายด้าน (ร้อยละ 28.5) รองลงมาสภาพแวดล้อมของชุมชนดีขึ้น มีการปลูกต้นไม้เพื่อเพิ่มพื้นที่สีเขียว มีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น มีการจ้างงานเพิ่มขึ้น และมีการส่งเสริมด้านการศึกษาในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 14.3) สำหรับผลกระทบด้านลบส่วนมากมีความคิดเห็นว่าการเกิดปัญหาการจัดการของเสีย/สารเคมี แล้วหมดลงไม่สะดวก และมลพิษทางอากาศ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 33.3)

ส่วนที่ 3 ข้อมูลการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ

เมื่อสอบถามเกี่ยวกับการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดระบุว่ารู้จักโครงการ และผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดรู้จักเจ้าหน้าที่ของโครงการฯ บริษัท

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการจัดการกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

การรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการสามารถนำไปใช้ได้ตรงที่ 3.2.1-3 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดเคยรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการ นอกจากนี้ผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากผู้ให้ข้อมูล/กรรมการชุมชน

การรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการสามารถนำไปใช้ได้ตรงที่ 3.2.1-3 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดเคยรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการ นอกจากนี้ผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากผู้ให้ข้อมูล/กรรมการชุมชน

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการจัดการกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

การรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการสามารถนำไปใช้ได้ตรงที่ 3.2.1-3 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดเคยรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการ นอกจากนี้ผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากผู้ให้ข้อมูล/กรรมการชุมชน

ตารางที่ 3.2.1-3

ความคิดเห็นของผู้ให้ข้อมูล

เกี่ยวกับความถี่ของการประชาสัมพันธ์ของโครงการในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=3)	เคยทราบ		ไม่เคยทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
1. การแจ้งข่าวสารให้ทราบล่วงหน้า กรณีการซ่อมบำรุงหรือการซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	3	100.0	0	0.0
2. การซ่อมแซมฉุกเฉินของอุปกรณ์พีทีที โกลบอล เคมิคอล	3	100.0	0	0.0
3. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับช่องทางและวิธีการแจ้งเหตุหรือเรื่องร้องเรียนต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	3	100.0	0	0.0
4. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับนโยบายด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	3	100.0	0	0.0
5. ข้อมูลการประชาสัมพันธ์โครงการหรือกิจกรรมเพื่อสังคมของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	3	100.0	0	0.0

สำหรับกรรับรู้ทราบการดำเนินการกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคมในด้านสิ่งแวดล้อม ด้านการศึกษา ด้านสุขภาพ สุขอนามัย และกีฬา ด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์กับชุมชน และด้านเศรษฐกิจและความยั่งยืน ผู้ที่ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่รับรู้ทราบการดำเนินการกิจกรรมดังกล่าวซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.1-4

การรับรู้และความพึงพอใจของผู้นำชุมชน
เกี่ยวกับกระบวนการดำเนินงานและสิ่งอื่นที่เกี่ยวข้องของโครงการภายใต้พื้นที่ศึกษา

กิจกรรมโครงการ (n=3)	การรับรู้ (จำนวนข้อ/ข้อร้อยละ)		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับความ พึงพอใจ ¹ (%)
	ทราบ	ไม่ทราบ			
1. ด้านการศึกษา	3 (100.0)	0 (0.0)	4.00	0.000	มาก
2. ด้านสุขภาพ สุขอนามัยและกีฬา	3 (100.0)	0 (0.0)	4.00	0.000	มาก
3. ด้านความเป็นอยู่ที่ดี	3 (100.0)	0 (0.0)	3.00	0.000	ปานกลาง
4. ด้านสิ่งแวดล้อม	3 (100.0)	0 (0.0)	4.00	0.000	มาก
5. ด้านเศรษฐกิจ	3 (100.0)	0 (0.0)	4.00	0.000	มาก
6. ด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์ กับชุมชน	3 (100.0)	0 (0.0)	4.00	0.000	มาก

หมายเหตุ: ¹เกณฑ์การแบ่งระดับความพึงพอใจเฉลี่ยข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับดีมาก
ที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง,
 $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

ในด้านการพัฒนาการศึกษาและเยาวชน

- ผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดระบุว่าต้องการให้กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จัดกิจกรรมของชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจระดับปานกลางต่อการเป็นองค์กรที่ให้ทุนค่าและประโยชน์ต่อสังคม ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม ความพึงพอใจต่อการเป็นงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลสุขภาพป้องกันต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล และความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล รายละเอียดสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.1-6

ความคิดเห็นของผู้นำชุมชนในพื้นที่ศึกษาของโครงการพัฒนาระบบสารสนเทศและสิ่งอื่นที่เกี่ยวข้อง
เกี่ยวกับด้านความพึงพอใจของชุมชนโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

การดำเนินการ (n=3)	ความพึง พอใจ (ร้อยละ)	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ความ พึง พอใจ ¹
1. เป็นองค์กรที่ให้ทุนค่าและประโยชน์ต่อสังคม	66.67	3.33	1.155	ปานกลาง
2. ความพึงพอใจต่อการให้บริการโดยรวม	66.67	3.33	1.155	ปานกลาง
3. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ ของชุมชน บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	66.67	3.33	1.155	ปานกลาง
4. ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบ การดูแลสุขภาพป้องกันต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	66.67	3.33	1.155	ปานกลาง
5. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	66.67	3.33	1.155	ปานกลาง

หมายเหตุ: ¹เกณฑ์การแบ่งระดับความพึงพอใจเฉลี่ยข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับดีมาก
ที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง,
 $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

3.2.2 กลุ่มผู้นำชุมชนที่มีระยะห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร

ส่วนที่ 1 ข้อมูลทั่วไปของผู้ตอบแบบสอบถาม

- ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากเป็นการกรณกรหมู่บ้าน/ชุมชน (ร้อยละ 36.0) รองลงมาเป็นอาสาสมัครสาธารณสุขหมู่บ้าน (ร้อยละ 25.6) และเป็นผู้นำหมู่บ้าน/ประธานชุมชน (ร้อยละ 20.5) โดยส่วนใหญ่มีระยะเวลาคาดการณ์ตั้งแต่ 1-5 ปี (ร้อยละ 51.3) รองลงมาตั้งแต่ 6-10 ปี (ร้อยละ 28.2) และดำรงตำแหน่งมากกว่า 15 ปี (ร้อยละ 12.8) ซึ่งส่วนใหญ่เป็นเพศ (ร้อยละ 53.8) โดยอายุของผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีอายุอยู่ในช่วง 51-60 ปี (ร้อยละ 69.3) รองลงมาอายุอยู่ในช่วง 41-50 ปี (ร้อยละ 17.9) และมีอายุอยู่ในช่วง 31-40 ปี (ร้อยละ 7.7) สำหรับการศึกษาส่วนมากอยู่ในระดับประถมศึกษา (ร้อยละ 48.7) รองลงมาในระดับปริญญาตรี (ร้อยละ 20.5) และระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย (ร้อยละ 15.4) ซึ่งผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดนับถือศาสนาพุทธ

ส่วนที่ 2 ข้อมูลด้านสภาพทางสังคมและความเป็นอยู่ในปัจจุบัน

- สำหรับความคิดเห็นต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชนที่อยู่อาศัย พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 76.9-94.9) หากพิจารณาความคิดเห็นของผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานอันดับต้นๆ ได้แก่ เส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 23.1) รองลงมาด้านน้ำประปา (ร้อยละ 17.9) และด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 10.3)

- เมื่อพิจารณาถึงปัญหาด้านสังคมพบว่าปัจจุบันในชุมชนมีปัญหาหลายชนิด (ร้อยละ 22.9) รองลงมาปัญหาการลักขโมยและปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามามาก ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 21.9) สำหรับการเดินทางแบบรถส่วนตัวของผู้ตอบแบบสอบถามพบว่า ในปัจจุบันส่วนใหญ่ผู้ตอบแบบสอบถามระบุว่ามีการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม (ร้อยละ 51.3)

- ความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของชุมชนในปัจจุบันซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.2-1 พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าได้รับผลกระทบจากฝุ่นละออง/เขม่าควัน (ร้อยละ 74.4) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=1.90, S.D.=0.618$) รองลงมาได้รับผลกระทบจากเสียงดังรบกวน (ร้อยละ 59.0) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=1.87, S.D.=0.458$) และได้รับผลกระทบจากกลิ่นรบกวน (ร้อยละ 51.3) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับน้อย ($\bar{X}=1.45, S.D.=0.510$) ตามลำดับ

ตารางที่ 3.2.2-1

ความคิดเห็นของผู้อยู่อาศัย

เกี่ยวกับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมภายในพื้นที่ศึกษา

ปัญหา/ผลกระทบ (n=39)	ผลกระทบ		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ผลกระทบ ^{1/}	ความถี่ ที่ได้รับ ผลกระทบ
	ไม่ได้รับ ผลกระทบ	ได้รับ ผลกระทบ				
1. ฝุ่นละออง, เขม่าควัน	10 (25.6)	29 (74.4)	1.90	0.618	ปานกลาง	บ่อยๆ
2. กลิ่นรบกวน	19 (48.7)	20 (51.3)	1.45	0.510	น้อย	นานครั้ง
3. เสียงดังรบกวน	16 (41.0)	23 (59.0)	1.87	0.458	ปานกลาง	บ่อยๆ
4. น้ำเน่าเสีย	36 (92.3)	3 (7.7)	2.00	0.000	ปานกลาง	นานครั้ง
5. การลักลอบทิ้งกากของเสีย	38 (97.4)	1 (2.6)	2.00	0.000	ปานกลาง	นานครั้ง

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับความคิดเห็นเกี่ยวกับผลกระทบเฉลี่ยรายข้อเป็น 3 ระดับ ดังนี้ 2.50 < \bar{X} ≤ 3.00 คะแนน หมายถึง ระดับมาก, 1.50 < \bar{X} ≤ 2.50 คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, 1.00 < \bar{X} ≤ 1.50 คะแนน หมายถึง ระดับน้อย

- ความพึงพอใจในสภาพแวดล้อมและความเป็นอยู่ในปัจจุบันพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจ (ร้อยละ 87.2) เมื่อสอบถามเกี่ยวกับความกังวลใจที่ต้องอาศัยอยู่ในสิ่งแวดล้อมโรงงานอุตสาหกรรมพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามระบุว่าค่อนข้างไม่กังวลใจ ($\bar{X}=2.33, S.D.=1.060$) ซึ่งบางส่วนมีความกังวลใจเกี่ยวกับในด้านสิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 59.3) รองลงมาด้านสุขภาพ (ร้อยละ 29.6) และด้านความปลอดภัย (ร้อยละ 11.1)

- การดำเนินการต่างๆ ในชุมชนเพื่อลดความกังวลใจในระดับต่างๆ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.2-2 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดระบุว่ามีการดำเนินการต่างๆ สามารถลดระดับความกังวลใจได้บ้าง

ตารางที่ 3.2.2-2

ความคิดเห็นของผู้อยู่อาศัย

เกี่ยวกับการดำเนินการด้านต่างๆ ในชุมชนเพื่อลดความกังวลใจในระดับต่างๆ ภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=39)	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ การลดความกังวล ^{1/}
1. การให้ข้อมูลโครงการด้วยการจัดประชุมหรือการอบรม สัมมนา	3.49	0.721	ลดความกังวลได้บ้าง
2. การดำเนินการผลิตหรือความสะอาดบริเวณ และปฏิบัติงาน ด้วยความรับผิดชอบต่อสังคม	3.33	0.577	ลดความกังวลได้บ้าง
3. การแจ้งข่าวให้ทราบล่วงหน้า กรณีมีการซ่อมบำรุงหรือ การซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	3.49	0.556	ลดความกังวลได้บ้าง
4. การสื่อสารกับชุมชนในการมีกิจกรรมแลกเปลี่ยน เรียนรู้	3.18	0.644	ลดความกังวลได้บ้าง
5. การแสดงผลกระทบด้านสุขภาพจากโครงการให้ทราบ	3.26	0.677	ลดความกังวลได้บ้าง
6. การให้ความรู้ความเข้าใจด้านกระบวนการผลิตและ ความปลอดภัยแก่ประชาชน	3.31	0.614	ลดความกังวลได้บ้าง
7. การให้ผู้มีชุมชนและประชาชนเข้าเยี่ยมชมโรงงาน	3.41	0.595	ลดความกังวลได้บ้าง
8. การพบปะเยี่ยมเยียนประชาชนในชุมชนของเจ้าหน้าที่ โรงงาน	3.31	0.694	ลดความกังวลได้บ้าง
9. การเชื่อมความสัมพันธ์ที่ดีกับผู้อยู่อาศัยและประชาชนของ เจ้าหน้าที่โรงงาน	3.38	0.633	ลดความกังวลได้บ้าง

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับการลดความกังวลใจรายข้อเป็น 4 ระดับ ดังนี้ 3.50 < \bar{X} ≤ 4.00 คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้มาก, 2.50 < \bar{X} ≤ 3.50 คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้บ้าง, 1.50 < \bar{X} ≤ 2.50 คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้น้อย, 1.00 < \bar{X} ≤ 1.50 คะแนน หมายถึง ลดความกังวลไม่ได้เลย

- สำหรับผลการตอบคำถามในการดำเนินงานด้านสังคม โดยส่วนมากจะว่าส่งเสริมให้มีการสนับสนุนกิจกรรมในเขตอุตสาหกรรม (ร้อยละ 19.6) รองลงมาส่งเสริมทำในชุมชนได้เพิ่มขึ้น/ขยายดีขึ้น (ร้อยละ 15.2) และสภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 10.7) สำหรับผลการตอบคำถามส่วนมากมีความคิดเห็นว่าส่งเสริมให้ประชาชนมีส่วนร่วม (ร้อยละ 24.3) รองลงมาปัญหาการจราจร (ร้อยละ 12.2) และการทำเหมืองแร่จากคนนอกชุมชน การจัดการของเสีย/สารเคมี ปัญหายาเสพติด การลักลอบขนยาเสพติด และมลพิษทางอากาศ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 10.8)

ส่วนที่ 3 ข้อมูลการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ

- เมื่อสอบถามเกี่ยวกับการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดระบุว่ารู้จักโครงการ และผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดรู้จักเจ้าหน้าที่ของโครงการ/บริษัท

- สำหรับความรวดเร็วของเจ้าหน้าที่บริษัท ในการแจ้งเหตุแก่ผู้มีส่วนได้เสียในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน พบว่าส่วนมากเห็นว่าความรวดเร็วในการแจ้งเหตุระดับปานกลาง (11 นาที - 30 นาที) (ร้อยละ 48.7) ซึ่งส่วนใหญ่ได้รับแจ้งเหตุผ่านช่องทางหรือความพึงพอใจ (ร้อยละ 53.8) ทั้งนี้เมื่อสอบถามเรื่องของการร้องเรียนที่ผู้ตอบแบบสอบถามรู้จัก พบว่าส่วนใหญ่ร้องเรียนผ่านเจ้าหน้าที่ CSR ตัวแทนบริษัทโดยตรง (ร้อยละ 82.1) และไม่ทราบช่องทางการร้องเรียน (ร้อยละ 17.9) ด้านการซ่อมแซมและดูแลภายในชุมชนพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ามีการซ่อมแซมดูแลภายในชุมชน (ร้อยละ 87.2) และผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดระบุว่าไม่เคยแจ้งเรื่องร้องเรียน

- ในรอบปีที่ผ่านมาผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ไม่เคยได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโครงการ (ร้อยละ 97.4) และเมื่อสอบถามเกี่ยวกับความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบต่อสังคมของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก ($\bar{X}=3.92, S.D.=0.703$) สำหรับความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก ($\bar{X}=4.08, S.D.=0.664$)

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการจัดกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

- การรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2-3 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่รับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์โครงการ (ร้อยละ 94.9-100.0) นอกจากนี้ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากผู้มีส่วนได้เสีย/ชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 69.2) รองลงมาทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากเจ้าหน้าที่ของ บริษัทฯ (ร้อยละ 28.2) และทราบจากสื่อจากทางประชาชนในชุมชน (ร้อยละ 2.6)

ตารางที่ 3.2-3

ความคิดเห็นของชุมชนที่มีต่อโครงการ

เกี่ยวกับงานด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมของโครงการภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=39)	เคยทราบ		ไม่เคยทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
1. การแจ้งข่าวการให้รางวัลแก่พนักงาน การให้การยอมรับหรือการยอมรับจากผู้มีส่วนได้เสีย	38	97.4	1	2.6
2. การซ่อมแซมและดูแลภายในชุมชน	37	94.9	2	5.1
3. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับช่องทางและวิธีการแจ้งเหตุหรือเรื่องร้องเรียนต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	37	94.9	2	5.1
4. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับนโยบายด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	37	94.9	2	5.1
5. ข้อมูลการประชาสัมพันธ์โครงการหรือกิจกรรมเพื่อสังคมของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	39	100.0	0	0.0

- สำหรับการรับรู้ทราบการดำเนินการด้านกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคมในด้านสิ่งแวดล้อม ด้านการศึกษา ด้านสุขภาพ สุขอนามัย และกีฬา ด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์กับชุมชน และด้านเศรษฐกิจและความยั่งยืนพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่รับรู้ทราบการดำเนินการด้านกิจกรรมดังกล่าวซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2-4

ตารางที่ 3.2-4

ความคิดเห็นของชุมชนที่มีต่อโครงการ

การดำเนินงานด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมของโครงการในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=39)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
โครงการของชุมชน/บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล				
ด้านสิ่งแวดล้อม				
1. โครงการรณรงค์ร่วมใจดูแลป่า (สวนป่ามิตรภาพของกรมป่าไม้)	31	79.5	8	20.5
2. โครงการพัฒนาอาชีพประมง (สร้างแหล่งอาศัยสัตว์ทะเล)	29	74.4	10	25.6
3. โครงการ Thresher Project ดำเนินกิจกรรมร่วมกับเกษตรกรในพื้นที่ (เพื่อช่วยเหลือเกษตรกรในพื้นที่)	33	84.6	6	15.4
4. โครงการธนาคารน้ำใต้ดิน (เพื่อช่วยเหลือเกษตรกรในพื้นที่)	30	76.9	9	23.1
5. โครงการงานด้านเกษตร "ที่-ใจ-ใจดี" (ดำเนินกิจกรรมร่วมกับวิสาหกิจชุมชนในชุมชนและโรงเรียนวัดบางตา)	32	82.1	7	17.9

ตารางที่ 3.2.2-4 (ต่อ)

การดำเนินการ (n=39)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
6. กิจกรรมการปล่อยพันธบัตรและกู้ยืมเงิน ดำเนินกิจกรรมร่วมกับกลุ่ม ประมงเชิงเดี่ยว เช่น กลุ่มประมงเรือเล็ก ตากวน-อ่าวประตุ และกลุ่ม ประมงเรือเล็กบ้านขุน	32	82.1	7	17.9
7. โครงการ Community Waste Model มอบและแทรกคัดแยกขยะ ร่วมกับกลุ่มประมงเรือเล็กตากวน-อ่าวประตุ และมอบเครื่องย่อยเศษอาหารให้โครงการมหาคีโนโลยีการเกษตรเพื่อใช้ในการบริหารจัดการขยะ ให้แก่วิสาหกิจชุมชนภาคทก	32	82.1	7	17.9
8. โครงการถ่ายทอดความรู้ มอบสนับสนุนผู้เชี่ยวชาญการพัฒนาระบบนิเวศ นวัตกรรมมาเลี้ยงปลา เล และพื้นที่ที่ติดต่อดอยปุย	31	79.5	8	20.5
9. โครงการ Think Cycle Bank กิจกรรมเรียนรู้แลกเปลี่ยนโดยดำเนินกิจกรรม ร่วมกับสถาบันการศึกษาในพื้นที่	30	76.9	9	23.1
10. โครงการชุมชนน่าอยู่ ภูมิทัศน์บ้านและกิจกรรมเรียนการทำน้ำ EM และ ปิคนิคจากเมล็ดข้าว Think cycle bank	30	76.9	9	23.1
ด้านบริการศึกษา				
11. โครงการแลกเปลี่ยนการศึกษาระหว่างพี่ (ร.ร.วัดมาศขั้วร.ร.วัดห้วยโป่ง)	34	87.2	5	12.8
12. โครงการเสริมสร้างความรู้ความรอบคอบและวิสัยธรรม (ร.ร.วัดมาศขั้วศูนย์บริการสาธารณะเผ่าชื้อโคตหิน)	33	84.6	6	15.4
13. โครงการสนับสนุนการศึกษาแก่บุตรหลานของชุมชน	36	92.3	3	7.7
14. โครงการ ออม-น้อย เพื่อเป็นการส่งเสริมความรู้เรื่องการปฐมพยาบาลเบื้องต้น	36	92.3	3	7.7
ด้านสุขภาพ สุขอนามัย และกีฬา				
15. โครงการสอนทำเจลแอลกอฮอล์ (ร.ร.วัดกระเสียว/ร.ร.มาศบาทุด พันพิทยาคาร/ร.ร.วัดห้วยโป่ง/ร.ร.วัดมาศขั้ว/ร.ร.บ้านมาศบาทุด/ร.ร.วัดตากม)	31	79.5	8	20.5
16. โครงการจัดทำ wall shield (ร.ร.มาศบาทุด/พิทยาคาร)	29	74.4	10	25.6
17. โครงการเสริมพลังผู้สูงอายุ กิจกรรมปลูกผักปลูกใจ	31	79.5	8	20.5
18. สนับสนุนอุปกรณ์ทางการแพทย์ให้แก่หน่วยงานต่างๆ และชุมชนในพื้นที่	33	84.6	6	15.4
19. สนับสนุนชุด PE gown และถุงมือใช้กับหน่วยงานต่างๆ ในพื้นที่	33	84.6	6	15.4
20. โครงการอบรมการเย็บผ้าไม่โรเรียน	31	79.5	8	20.5
21. โครงการสุขภาพร่วมกับ อสม. และ อพพร. โดยการมอบหน้ากากอนามัยและชุดป้องกัน	33	84.6	6	15.4
ด้านงานศิลปะและสร้างความสัมพันธ์กับชุมชน				
22. โครงการสอนทำผ้ามัดย้อม (เทศบาลเมืองมาศบาทุด)	34	87.2	5	12.8
23. สนับสนุนงบประมาณให้กับชุมชนและกลุ่มประมงในพื้นที่ เช่น สนับสนุนงบประมาณในการพัฒนาอาชีพประมง	34	87.2	5	12.8

ตารางที่ 3.2.2-4 (ต่อ)

การดำเนินงาน (ก-39)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
ผู้ปกครองและความเป็นอยู่ที่				
24. โครงการลดมลพิษโรงงานปูนซีเมนต์	32	82.1	7	17.9
25. โครงการ Functional Green house farm (สร้างโรงเรือนปลูกเมล่อน) (พัฒนาลานเปิดหัววิ่งระยะของ โรงของวิทย์ฯ รม.คณบดีคุณอดุลการรม วิทย์ฯ สืบค้นคณบดีคุณอดุลการรมระยอง และวิทย์ฯ สืบค้นคณบดีการระยอง)	30	76.9	9	23.1
26. โครงการ Fit Fun Firm กิจกรรมเปลี่ยนทัศนคติคนและปรับปรุงสภาพ โรงเรียนวัดคากวน	31	79.5	8	20.5
27. กิจกรรมรับบริจาคของมีค่า-อุปโภคให้แก่มหาวิทยาลัยและชุมชนต่าง ๆ ในพื้นที่เพื่อช่วยเหลือประชาชนที่มีรายได้น้อย	31	79.5	8	20.5
28. โครงการ Light For The Better Living เปลี่ยนหลอดไฟ LED และ ล้างเพดาน โรงเรียนบ้านหนองออก	31	79.5	8	20.5
29. โครงการติดตั้งเสาไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Cell) บริเวณกลุ่ม ประมงโรงเรียนคณบดีการ-อภปรอยู่	31	79.5	8	20.5
30. โครงการเลี้ยงอู้อีกจากใหม่	35	89.7	4	10.3

- ด้านกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์กับกลุ่มบริษัท พีพีพี โกลบอล เคมิคอล จัดทำร่วมกับชุมชน โดยผู้อุปถัมภ์และสนับสนุนการจัดตั้งศูนย์เรียนรู้ด้านสิ่งแวดล้อมและ/หรือโอกาสพิเศษ (ร้อยละ 94.9) และจัดทำ (ร้อยละ 5.1)

- สำหรับการบริหารรับรู้และความพึงพอใจเกี่ยวกับการดำเนินงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคมของโครงการในด้านการศึกษา ด้านสุขภาพ คุณอนามัยและกีฬา ด้านความเป็นอยู่ที่ดี ด้านสิ่งแวดล้อม ด้านเศรษฐกิจ และด้านการสื่อสารและสร้างความรู้สัมพันธกับชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ทราบเกี่ยวกับการดำเนินงานกิจกรรมดังกล่าวภายในชุมชน และมีความพึงพอใจในระดับมาก ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.2-5

ตารางที่ 3.2.2-5

การรับรู้และความพึงพอใจของกลุ่มผู้พัฒนา

เกี่ยวกับการดำเนินการพัฒนาระบบและเครื่องมือวัดในด้านต่าง ของโครงการภายในพื้นที่ศึกษา

กิจกรรมหรือโครงการ (n=39)	การรับรู้ (จำนวนตัวอย่าง/ร้อยละ)		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับความ พึงพอใจ ¹
	ทราบ	ไม่ทราบ			
1. ด้านการศึกษา	38 (97.4)	1 (2.6)	4.08	0.850	มาก
2. ด้านสุขภาพ สุขอนามัยและกีฬา	38 (97.4)	1 (2.6)	4.26	0.644	มาก
3. ด้านความเป็นอยู่ที่ดี	37 (94.9)	2 (5.1)	4.16	0.764	มาก
4. ด้านสิ่งแวดล้อม	38 (97.4)	1 (2.6)	4.11	0.764	มาก
5. ด้านเศรษฐกิจ	38 (97.4)	1 (2.6)	4.11	0.764	มาก
6. ด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์ กับชุมชน	38 (97.4)	1 (2.6)	4.21	0.741	มาก

หมายเหตุ: ¹เกณฑ์การแบ่งระดับความพึงพอใจเฉลี่ยรายข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมากที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

- ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากระบุว่าต้องการให้กลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์มีการพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 40.5) รองลงมาด้านการพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 19.0) และการส่งเสริมและอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 14.3)

- ความคิดเห็นโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ เกี่ยวกับด้านความพึงพอใจของชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม ความพึงพอใจต่อภาคีที่เกี่ยวข้อง ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติงานตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ และความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ รายละเอียดสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.2-6

ตารางที่ 3.2.2-6

ความคิดเห็นของกลุ่มผู้พัฒนาในพื้นที่ศึกษาของโครงการภายในพื้นที่และองค์กรผลิตภัณฑ์

เกี่ยวกับด้านความพึงพอใจของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์

การดำเนินการ (n=39)	ความพึง พอใจ (ร้อยละ)	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ความ พึง พอใจ ¹
1. เป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม	86.67	4.33	0.701	มาก
2. ความพึงพอใจต่อการมีส่วนร่วมขององค์กรโดยรวม	86.15	4.31	0.655	มาก
3. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ ของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	86.15	4.31	0.694	มาก
4. ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติงานตามมาตรการและระบบ การดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	87.18	4.36	0.707	มาก
5. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์	88.21	4.41	0.677	มาก

หมายเหตุ: ¹เกณฑ์การแบ่งระดับความพึงพอใจเฉลี่ยรายข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมากที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

3.2.3 กลุ่มผู้พัฒนาชุมชนในภาพรวม 5 กิโลเมตร

ส่วนที่ 1 ข้อมูลทั่วไปของผู้ตอบแบบสอบถาม

- ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากเป็นกรรมการหมู่บ้าน/ชุมชน (ร้อยละ 38.1) รองลงมาเป็นอาสาสมัครสาธารณสุขหมู่บ้าน (ร้อยละ 26.2) และเป็นผู้ใหญ่บ้าน/ประธานชุมชน (ร้อยละ 19.0) โดยส่วนใหญ่มีระยะเวลาดำรงตำแหน่ง 1-5 ปี (ร้อยละ 52.4) รองลงมาดำรงตำแหน่ง 6-10 ปี (ร้อยละ 26.2) และดำรงตำแหน่ง มากกว่า 15 ปี (ร้อยละ 14.3) ซึ่งส่วนใหญ่เป็นเพศชาย (ร้อยละ 54.8) โดยอายุของผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีอายุอยู่ในช่วง 51-60 ปี (ร้อยละ 66.8) รองลงมาอายุอยู่ในช่วง 41-50 ปี (ร้อยละ 19.0) และมีอายุอยู่ในช่วง 20-30 ปี และ 31-40 ปี ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 7.1) สำหรับการศึกษาส่วนมากอยู่ในระดับประถมศึกษา (ร้อยละ 47.7) รองลงมาในระดับมัธยมศึกษา (ร้อยละ 21.4) และระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย (ร้อยละ 14.3) ซึ่งผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดไม่เกิดคาบสมุทร

ส่วนที่ 2 ข้อมูลด้านสภาพทางสังคมและความเข้มแข็งอยู่ในปัจจุบัน

- สำหรับความคิดเห็นต่อสถานการณ์ด้านสุขภาพในชุมชนที่อยู่อทัย พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสถานการณ์ด้านสุขภาพในชุมชน (ร้อยละ 76.2-95.2) หากพิจารณาความคิดเห็นของผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสถานการณ์ด้านสุขภาพในชุมชนได้แก่ เส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 23.9) รองลงมาคือน้ำประปา (ร้อยละ 16.7) และด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 11.9)

- เมื่อพิจารณาถึงปัญหาด้านสังคมพบว่าปัจจุบันในชุมชนมีปัญหาหลายชนิด และปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามาในละแวกบ้าน (ร้อยละ 22.6) และปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 21.8) สำหรับการเปลี่ยนแปลงสภาพแวดล้อมของชุมชนพบว่า ในปัจจุบันส่วนใหญ่ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ามีการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม (ร้อยละ 52.4)

- ความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของชุมชนในปัจจุบันซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.3-1 พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าได้รับผลกระทบจากฝุ่นละออง/เขม่าควัน (ร้อยละ 76.2) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=1.91, S.D.=0.588$) รองลงมาได้รับผลกระทบจากเสียงดังรบกวน (ร้อยละ 61.9) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ($\bar{X}=1.88, S.D.=0.431$) และได้รับผลกระทบจากกลิ่นรบกวน (ร้อยละ 54.8) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับน้อย ($\bar{X}=1.39, S.D.=0.499$) ตามลำดับ

ตารางที่ 3.2.3-1

ความคิดเห็นของผู้นำชุมชน

เกี่ยวกับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมภายในพื้นที่ศึกษา

ปัญหา/ผลกระทบ (n=42)	ผลกระทบ (จำนวนตัวอย่าง/ร้อยละ)		ค่าเฉลี่ย (X)	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.)	ระดับผลกระทบ ^{1/} ผลกระทบ	ความถี่ที่ได้รับผลกระทบ
	ไม่ได้รับผลกระทบ	ได้รับผลกระทบ				
1. ฝุ่นละออง, เขม่าควัน	10 (23.8)	32 (76.2)	1.91	0.588	ปานกลาง	ปานกลาง
2. กลิ่นรบกวน	19 (45.2)	23 (54.8)	1.39	0.499	น้อย	ปานกลาง
3. เสียงดังรบกวน	16 (38.1)	26 (61.9)	1.88	0.431	ปานกลาง	ปานกลาง
4. น้ำประปาเสีย	39 (92.9)	3 (7.1)	2.00	0.000	ปานกลาง	ปานกลาง
5. การลักขโมยทรัพย์สิน	41 (97.6)	1 (2.4)	2.00	0.000	ปานกลาง	ปานกลาง

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับความรุนแรงด้านสิ่งแวดล้อมของผลกระทบโดยทั่วไป 3 ระดับ ดังนี้ 2.50 < \bar{X} ≤ 3.00 คะแนน หมายถึง ระดับมาก, 1.50 < \bar{X} ≤ 2.50 คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, 1.00 < \bar{X} ≤ 1.50 คะแนน หมายถึง ระดับน้อย

- ความพึงพอใจในสภาพแวดล้อมและความปลอดภัยในปัจจุบันพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจในสภาพแวดล้อมและความปลอดภัยที่อาศัยอยู่ใกล้เคียงโรงงานอุตสาหกรรมพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามระบุว่าค่อนข้างไม่กังวล ($\bar{X}=2.33, S.D.=1.052$) ซึ่งบางส่วนที่มีความกังวลถึงโรงงานในด้านสิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 62.1) รองลงมาด้านสุขภาพ (ร้อยละ 27.6) และด้านความปลอดภัย (ร้อยละ 10.3)

- การดำเนินกิจกรรมต่างๆ ในชุมชนเพื่อลดความกังวลไม่แตกต่างกัน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.3-2 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ามีการดำเนินการต่างๆ สามารถลดระดับความกังวลได้บ้าง

ตารางที่ 3.2.3-2

ความคิดเห็นของผู้นำชุมชน

เกี่ยวกับการดำเนินการด้านต่างๆ ในชุมชนเพื่อลดความกังวลในระดับต่างๆ ภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=42)	ค่าเฉลี่ย (X)	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.)	ระดับผลกระทบ
1. การให้ข้อมูลโครงการด้านการจัดประชุมหรือการอบรม	3.48	0.707	ลดความกังวลได้บ้าง
2. การดำเนินการลดหรือความรุนแรง และปฏิบัติงาน	3.31	0.563	ลดความกังวลได้บ้าง
3. การแจ้งข่าวให้ทราบล่วงหน้า กรณีมีการซ่อมบำรุงหรือการซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	3.45	0.550	ลดความกังวลได้บ้าง
4. การสื่อสารกับชุมชนในการมีกิจกรรมแลกเปลี่ยน	3.19	0.634	ลดความกังวลได้บ้าง
5. การส่งเสริมการรวมกลุ่มของชุมชนให้ทราบ	3.26	0.665	ลดความกังวลได้บ้าง
6. การให้ความรู้ความเข้าใจด้านกระบวนการผลิตและความปลอดภัยแก่ประชาชน	3.31	0.604	ลดความกังวลได้บ้าง
7. การให้ผู้นำชุมชนและประชาชนเข้าเยี่ยมชมโรงงาน	3.40	0.587	ลดความกังวลได้บ้าง
8. การพบปะเยี่ยมเยียนประชาชนในชุมชนของเจ้าหน้าที่	3.31	0.680	ลดความกังวลได้บ้าง
9. การเชื่อมความสัมพันธ์ที่ดีกับผู้นำชุมชนและประชาชนของเจ้าหน้าที่ที่มีส่วนเกี่ยวข้อง	3.38	0.623	ลดความกังวลได้บ้าง

หมายเหตุ: ^{1/}เกณฑ์การแบ่งระดับการลดความกังวลโดยผู้นำชุมชน 4 ระดับ ดังนี้ 3.50 < \bar{X} ≤ 4.00 คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้มาก, 2.50 < \bar{X} ≤ 3.50 คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้บ้าง, 1.50 < \bar{X} ≤ 2.50 คะแนน หมายถึง ลดความกังวลได้น้อย, 1.00 < \bar{X} ≤ 1.50 คะแนน หมายถึง ลดความกังวลไม่ได้เลย

- สำหรับผลกระทบด้านบวกในการที่มีโรงงานตั้งอยู่ในบริเวณชุมชน โดยส่วนมากระบุว่าส่งผลดีทำให้มีการสนับสนุนกิจกรรมในเขตเทศบาลต่างๆ (ร้อยละ 20.3) รองลงมาส่งผลทำให้รายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น (ร้อยละ 15.1) และมีสภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 10.9) สำหรับผลกระทบด้านลบส่วนมากมีความคิดเห็นว่าส่งผลกระทบต่อประชากรในพื้นที่ (ร้อยละ 23.4) รองลงมาเป็นเรื่องการจัดการขยะ/สารเคมี/ปัญหาการจราจร และมลพิษทางอากาศ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 11.7)

ส่วนที่ 3 ข้อมูลการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ

- เมื่อสอบถามเกี่ยวกับการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดระบุว่ารู้จักโครงการ และผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดรู้จักเจ้าหน้าที่ของโครงการบริษัท
- สำหรับความรวดเร็วของเจ้าหน้าที่บริษัท ในการแจ้งเหตุแก่ผู้ไม่ชอบในกรณีนี้คิดเห็นคุณเห็น ว่าเป็นบวกมีความรวดเร็วในทางแจ้งเหตุระดับปานกลาง (11 นาที - 30 นาที) (ร้อยละ 50.0) ซึ่งส่วนใหญ่ได้รับแจ้งเหตุผ่านช่องทางข้อความทางไลน์ (ร้อยละ 54.8) ทั้งนี้เมื่อสอบถามเรื่องช่องทาง การร้องเรียนที่ผู้ตอบแบบสอบถามรู้จัก พบว่าส่วนใหญ่ร้องเรียนผ่านเจ้าหน้าที่ CSR ตัวแทนบริษัทโดยตรง (ร้อยละ 83.3) และในพหุรายของทางการร้องเรียน (ร้อยละ 16.7) ด้านการชี้แจงแผนฉุกเฉินภายในชุมชนพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ามีการซ้อมแผนฉุกเฉินภายในชุมชน (ร้อยละ 88.1) และผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดระบุว่าไม่เคยแจ้งเรื่องร้องเรียน
- ในรอบปีที่ผ่านมามีผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ไม่เคยได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโครงการ (ร้อยละ 97.6) และเมื่อสอบถามเกี่ยวกับความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก ($\bar{X}=3.90, S.D.=0.692$) สำหรับความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก ($\bar{X}=4.05, S.D.=0.661$)

ส่วนที่ 4 ข้อมูลการจัดการกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

- การรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.3-3 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่เคยรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการ (ร้อยละ 95.2-100.0) นอกจากนี้ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 71.4) รองลงมาทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากเจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 26.2) และพหุรายข้อมูลจากการประชุมในชุมชน (ร้อยละ 2.4)

ตารางที่ 3.2.3-3

ความคิดเห็นของผู้นำชุมชน

เกี่ยวกับกรรับรู้ข้อมูลประชาสัมพันธ์ของโครงการภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ (n=42)	เคยทราบ		ไม่เคยทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
1. การแจ้งข่าวสารให้ทราบล่วงหน้า กรณีมีการซ่อมบำรุงหรือการซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	41	97.6	1	2.4
2. การชี้แจงแผนฉุกเฉินของชุมชนพื้นที่ โกลบอล เคมิคอล	40	95.2	2	4.8
3. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับช่องทางและวิธีการแจ้งเหตุหรือแจ้งเรื่องเร่งด่วน	40	95.2	2	4.8
4. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับนโยบายด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	40	95.2	2	4.8
5. ข้อมูลการประชาสัมพันธ์โครงการหรือกิจกรรมเพื่อสังคมของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	42	100.0	0	0.0

- สำหรับการรับรู้การรับทราบการดำเนินการเพื่อชุมชนและสังคมในด้านสิ่งแวดล้อม ด้านการศึกษา ด้านสุขภาพ สุขอนามัย และกีฬา ด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์ที่ดีกับชุมชน และด้านเศรษฐกิจและความเป็นอยู่ที่ดี พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่รับรู้รับทราบการดำเนินการด้านกิจกรรมดังกล่าวจึงสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.3-4

ตารางที่ 3.2.3-4

ความคิดเห็นของผู้นำชุมชน เกี่ยวกับกรรับรู้รับทราบ

การดำเนินการประชาสัมพันธ์และสังคมของผู้นำบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล ภายในพื้นที่ศึกษา

การดำเนินการ	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
โครงการของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล				
ด้านสิ่งแวดล้อม				
1. โครงการร่วมมือด้านสิ่งแวดล้อม (สวนป่าวัดประดงงามารมย์)	33	78.6	9	21.4
2. โครงการพัฒนาอาชีพประมง (สร้างแหล่งอาชีพสัตว์ทะเล)	32	76.2	10	23.8
3. โครงการ Trash Tapper Project ค่ายอาสาเก็บขยะป้องกันขยะชุมชนสู่ผู้นำท้องถิ่น (พื้นที่สามมั่วและพหุรายของชุมชนออกขยายและหนองเตมย)	35	83.3	7	16.7
4. โครงการธนาคารน้ำใต้ดิน (พื้นที่สามมั่วและพหุรายของชุมชนออกขยายและหนองเตมย)	33	78.6	9	21.4
5. โครงการธนาคารขยะ "ทิ้ง-ใจดี" (ดำเนินกิจกรรมร่วมกับวิสาหกิจชุมชนเนินพยอมและโรงเรียนวัดนาคา)	35	83.3	7	16.7

ตารางที่ 3.2.3-4 (ต่อ)

การดำเนินการ (n=42)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
6. กิจกรรมปลูกต้นไม้และจัดกิจกรรมร่วมกับกลุ่ม ประมงเรือเล็ก เช่น กลุ่มประมงเรือเล็ก ท่าเทียบเรือประมง ประมงเรือเล็กบ้านพูน	35	83.3	7	16.7
7. โครงการ Community Waste Model มอเดิร์นและจัดการขยะ ร่วมกับกลุ่มประมงเรือเล็กท่าเทียบเรือประมงและมอเดิร์น อาหารในโครงการเพื่อใช้ในการเกษตรเพื่อใช้ในการบริหารจัดการขยะ ในครัวเรือนของชุมชน	34	81.0	8	19.0
8. โครงการทำอาหารแบบ มอเดิร์นและสนับสนุนการจัดการขยะแบบ นวัตกรรมและการจัดการขยะแบบ มอเดิร์นและจัดการขยะแบบ	33	78.6	9	21.4
9. โครงการ Think Cycle Bank กิจกรรมรณรงค์ขยะโดยดำเนินการ ร่วมกับสถาบันการศึกษาในพื้นที่	33	78.6	9	21.4
10. โครงการชุมชนน้ำดื่ม กิจกรรมรณรงค์ขยะโดยดำเนินการ ร่วมกับสถาบันการศึกษาในพื้นที่	33	78.6	9	21.4
ข้อมูลอื่นๆ				
11. โครงการและแผนงานด้านสิ่งแวดล้อม (ร.ร.วัดบ้านไร่/ร.ร.วัดบ้านไร่)	37	88.1	5	11.9
12. โครงการเสริมสร้างความรู้และวิถีชีวิต (ร.ร.วัดบ้านไร่/ศูนย์บริการสาธารณสุข)	36	85.7	6	14.3
13. โครงการสนับสนุนทุนการศึกษาแก่เยาวชนในชุมชน	38	90.5	4	9.5
14. โครงการ อสม.น้อย เพื่อเป็นการส่งเสริมความรู้เรื่องความปลอดภัย เบื้องต้น	38	90.5	4	9.5
ข้อมูลอื่นๆ				
15. โครงการสอนทำเจลแอลกอฮอล์ (ร.ร.วัดบ้านไร่/ร.ร.วัดบ้านไร่)	34	81.0	8	19.0
16. โครงการจัดทำ wall shield (ร.ร.วัดบ้านไร่/ร.ร.วัดบ้านไร่)	32	76.2	10	23.8
17. โครงการเดินขบวนรณรงค์ กิจกรรมปลูกต้นไม้	33	78.6	9	21.4
18. สนับสนุนอุปกรณ์ทางการแพทย์ให้แก่หน่วยงานต่างๆ และชุมชน ในพื้นที่	35	83.3	7	16.7
19. สนับสนุนชุด PE gown และถุงมือทางการแพทย์ให้แก่หน่วยงานต่างๆ ในพื้นที่	36	85.7	6	14.3
20. โครงการอบรมเสริมสร้างความรู้	33	78.6	9	21.4
21. โครงการสุขภาพร่วมกับ อสม. และ อพป. โดยอบรมอบหน้ากาก อนามัยและคู่มือ	36	85.7	6	14.3
ข้อมูลอื่นๆ				
22. โครงการเดินขบวนรณรงค์ (เทศบาลเมืองมวกเหล็ก)	37	88.1	5	11.9
23. สนับสนุนงบประมาณให้กับชุมชนและกลุ่มประมงในพื้นที่ เช่น สนับสนุนงบประมาณในการพัฒนาอาชีพประมง	36	85.7	6	14.3

ตารางที่ 3.2.3-4 (ต่อ)

การดำเนินการ (n=42)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
ด้านเศรษฐกิจและความเป็นอยู่ที่ดี				
24. โครงการลดต้นทุนรายได้นายจ้าง	34	81.0	8	19.0
25. โครงการ Functional Green House Farm (สร้างโรงเรือนปลูกผลไม้) (พัฒนาเป็นพื้นที่ปลูกผลไม้ของ วิทยาลัยอาชีวศึกษาเกษตร วิทยาลัยเกษตรและเทคโนโลยีสุพรรณบุรี และวิทยาลัยการอาชีพสุพรรณบุรี)	33	78.6	9	21.4
26. โครงการ FR Fun Farm กิจกรรมเปลี่ยนพืชผลและปรับปรุงสภาพ โรงเรียนวัดตากวน	34	81.0	8	19.0
27. กิจกรรมบริการของบริการสุขภาพให้แก่เกษตรกรและชุมชนต่างๆ ในพื้นที่เพื่อช่วยเหลือประชาชนที่มีรายได้น้อย	33	78.6	9	21.4
28. โครงการ Light For The Better Living เปลี่ยนหลอดไฟ LED แสง สว่างประหยัด งบประมาณของ อบ. ร้อยเอ็ด	34	81.0	8	19.0
29. โครงการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ (Solar Cell) บริเวณกลุ่ม ประมงเรือเล็กท่าเทียบเรือ	34	81.0	8	19.0
30. โครงการเสริมสร้างอาชีพ	38	90.5	4	9.5

- ด้านกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์ที่กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จัดทำร่วมกับชุมชน
โดยยึดรูปแบบแบบสอบถามส่วนใหญ่จะวัดเมื่อมีเทศกาลและ/หรือโอกาสพิเศษ (ร้อยละ 95.2) และจัดทุกปี
(ร้อยละ 4.8)

- สำหรับการเรียนรู้และความพึงพอใจเกี่ยวกับการดำเนินการเพื่อชุมชนและสังคม
ของโครงการในด้านการศึกษา ด้านสุขภาพ สุขอนามัยและกีฬา ด้านความเป็นอยู่ที่ดี ด้านสิ่งแวดล้อม
ด้านเศรษฐกิจ และด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์กับชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ทราบ
เกี่ยวกับการดำเนินการดังกล่าวภายในชุมชน และมีความพึงพอใจในระดับมาก ซึ่งสามารถสรุปได้ดัง
ตารางที่ 3.2.3-5

ตารางที่ 3.2.3-5

การรับรู้และความพึงพอใจของกลุ่มผู้ใช้งาน

เกี่ยวกับการดำเนินการพัฒนาระบบงานและระบบงานในส่วนงานของโครงการภายในพื้นที่ศึกษา

กิจกรรมของโครงการ (n=42)	การรับรู้ (จำนวนตัวอย่าง/ร้อยละ)		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับความ พึงพอใจ ^u
	ทราบ	ไม่ทราบ			
1. ด้านการเข้าถึง	41 (97.6)	1 (2.4)	4.07	0.818	มาก
2. ด้านสุขภาพ ข้อมูลและเนื้อหา	41 (97.6)	1 (2.4)	4.24	0.624	มาก
3. ด้านความเบื่อง่าย	40 (95.2)	2 (4.8)	4.08	0.797	มาก
4. ด้านสิ่งแวดล้อม	41 (97.6)	1 (2.4)	4.10	0.735	มาก
5. ด้านการใช้งาน	41 (97.6)	1 (2.4)	4.10	0.735	มาก
6. ด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์	41 (97.6)	1 (2.4)	4.20	0.715	มาก

หมายเหตุ: ^uเกณฑ์การแบ่งระดับความพึงพอใจเฉลี่ยรายข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก
ที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง,
 $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

- ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าต้องการให้กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จัดกิจกรรมใน
ด้านการพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 44.5) รองลงมาต้องการให้มีการพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 17.8)
และการส่งเสริมและอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 13.3)

- ความคิดเห็นโดยสรุปของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล เกี่ยวกับด้านความพึงพอใจของ
ชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจไม่มากต่อการเป็นองค์กรที่ให้คนเล่นและประโยชน์
ต่อสังคม ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์
ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแล
ความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล และความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท
พีทีที โกลบอล เคมิคอล รายละเอียดสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.2.3-6

ตารางที่ 3.2.3-6

ความพึงพอใจของกลุ่มผู้ใช้งานในพื้นที่ศึกษาของโครงการทำวิทยุและสื่อสังคม

เกี่ยวกับด้านความพึงพอใจของชุมชนโดยสรุปโดยกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

การดำเนินการ (n=42)	ความพึง พอใจ (ร้อยละ)	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ความ พึง พอใจ ^v
1. เป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม	85.24	4.26	0.767	มาก
2. ความพึงพอใจต่อการให้บริการโดยรวม	84.76	4.24	0.726	มาก
3. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	84.76	4.24	0.759	มาก
4. ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบ การดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	85.71	4.29	0.774	มาก
5. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล	86.67	4.33	0.754	มาก

หมายเหตุ: ^vเกณฑ์การแบ่งระดับความพึงพอใจเฉลี่ยรายข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก
ที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง,
 $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

ส่วนที่ 5 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

➢ ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมหรือข้อควรปรับปรุงในการดำเนินการกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของ
กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

- ด้านสายงานประชาสัมพันธ์
 - อยากให้มีการจัดตั้งกองแผนงาน
 - อยากให้โครงการมีการจัดการกิจกรรมให้ทั่วถึง
 - อยากให้มีการเพิ่มทุนการศึกษามากขึ้น
- ด้านการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย
 - อยากให้พนักงานใช้รถของบริษัทเพื่อลดปัญหาการจราจร
 - อยากให้โครงการจัดการดูแลเรื่องเสียงรบกวน
- ด้านการสื่อสารและการประชาสัมพันธ์
 - อยากให้มีการประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสารโครงการให้ทั่วถึง

- ในภาพรวมพบว่าบริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และกลุ่มบริษัทในเครือ ควรมีการปรับปรุงหรือดำเนินการในเรื่องใดบ้าง ที่จะช่วยให้ชุมชน และกลุ่มโรงงานของบริษัท สามารถอยู่ร่วมกันได้อย่างมีความสุข

➢ ด้านสาธารณูปโภค

- ยากให้มีการส่งเสริม/สนับสนุนทุนการศึกษาอย่างต่อเนื่อง
- ยากให้มีการสนับสนุนและส่งเสริมอาชีพทางธุรกิจชุมชนอย่างต่อเนื่อง
- ยากให้มีการตรวจสุขภาพประจำปี

➢ ด้านการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย

- จัดให้มีการตรวจวัดวัดคุณภาพของน้ำบาดาลเป็นประจำ

➢ ด้านการสื่อสารและประชาสัมพันธ์

- ยากให้มีการประชาสัมพันธ์ข้อมูลให้ทั่วถึงและครอบคลุมทุกครัวเรือน
- ยากได้โปรดประชาสัมพันธ์กับชุมชน

3.3 ผลการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อินทพร

ได้ทำการสำรวจความคิดเห็นได้ทำการเก็บตัวอย่างจากตัวแทนหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อินทพร จำนวน 79 หน่วยงาน จำแนกได้เป็น 9 กลุ่ม ตารางรายละเอียดผลการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มหน่วยงาน อ้างอิงถึงภาคผนวกที่ 2 สามารถสรุปได้ดังนี้

ส่วนที่ 1 ข้อมูลทั่วไปของผู้ตอบแบบสอบถาม

- รายละเอียดข้อมูลของตัวแทนหน่วยงาน ที่ทำการตอบแบบสอบถามอย่างถึงตารางที่ 2.23-1 โดยส่วนมากผู้ตอบแบบสอบถามจะมีอายุในช่วง 31-40 ปี (ร้อยละ 29.1) รองลงมาอายุอยู่ในช่วง 41-50 ปี (ร้อยละ 27.8) และช่วง 51-60 ปี (ร้อยละ 26.6) ส่วนการศึกษาส่วนใหญ่อยู่ในระดับปริญญาตรี (ร้อยละ 50.6) รองลงมาในระดับต่ำกว่าปริญญาตรี (ร้อยละ 26.6) และระดับสูงกว่าปริญญาตรี (ร้อยละ 22.8)

ส่วนที่ 2 ข้อมูลการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ

- เมื่อสอบถามเกี่ยวกับการรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ารู้จักโครงการ (ร้อยละ 63.3) และในรอบปีที่ผ่านมาผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ไม่ได้ได้รับผลกระทบจากการดำเนินการ (ร้อยละ 98.7) โดยเมื่อสอบถามเกี่ยวกับความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อมของโครงการ พบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก ($\bar{X}=3.82, S.D.=0.747$) สำหรับความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก ($\bar{X}=3.82, S.D.=0.747$)

ส่วนที่ 3 ข้อมูลการจัดกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

- การรับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.3-1 โดยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่รับรู้ข้อมูลการประชาสัมพันธ์ของโครงการ (ร้อยละ 57.0-91.1) นอกจากนี้ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากเจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 29.1) รองลงมาทราบจากผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 18.7) และทราบจากหน่วยงานราชการ (ร้อยละ 17.9)

- สำหรับการรับรู้การรับทราบการดำเนินการเป็นกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคมในด้านสิ่งแวดล้อม ด้านการศึกษา ด้านสุขภาพ สุขอนามัย และการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์ที่ดีกับชุมชน และด้านเศรษฐกิจและความเป็นอยู่ที่ดี พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่รับรู้รับทราบการดำเนินการด้านกิจกรรมดังกล่าวที่สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.3-2

ตารางที่ 3.3-1

ความคิดเห็นของกลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อ่อนไหว
เกี่ยวกับกฎระเบียบข้อมูลประชาสัมพันธ์ของโครงการ

การดำเนินการ (n=79)	เคยทราบ		ไม่เคยทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
1. การแจ้งข่าวสารให้ทราบล่วงหน้า กรณีการซ่อมบำรุงหรือการซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงาน	67	84.8	12	15.2
2. การแจ้งเตือนฉุกเฉินของกลุ่มบริษัท	67	84.8	12	15.2
3. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับช่องทางและวิธีการแจ้งเหตุหรือร้องเรียนต่อกลุ่มบริษัท	45	57.0	34	43.0
4. แจ้งให้ทราบเกี่ยวกับนโยบายด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท	58	73.4	21	26.6
5. ข้อมูลการประชาสัมพันธ์โครงการเพื่อโครงการเพื่อสังคมของกลุ่มบริษัท	72	91.1	7	8.9

ตารางที่ 3.3-2

ความคิดเห็นของกลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อ่อนไหว
เกี่ยวกับกฎระเบียบข้อมูลประชาสัมพันธ์ของโครงการ

การดำเนินการ (n=79)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
โครงการของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล				
ด้านสิ่งแวดล้อม				
1. โครงการรณรงค์รณรงค์ (ส่วนงานเฉพาะของโรงงาน)	56	70.9	23	29.1
2. โครงการพัฒนาอาชีพประมง (สร้างแหล่งอาศัยสัตว์ทะเล)	61	77.2	18	22.8
3. โครงการ Trash Trepper Project ดา้อยู่ที่ปลายท่อป้องกันขยะชุมชนกลุ่มน้ำคลอง (ดำเนินกิจกรรมร่วมกับเทศบาลตำบลบ้านฉาง)	48	60.8	31	39.2
4. โครงการรณรงค์น้ำดื่ม (พื้นที่สามแม่และพุทธพจน์ของชุมชนออกขายและหนองแดง)	46	58.2	33	41.8
5. โครงการรณรงค์ขยะ "ถังเขียวคือ" (ดำเนินการร่วมกับเทศบาลตำบลหนองแดงและโรงเรียนบ้านฉาง)	55	69.6	24	30.4
6. กิจกรรมปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำและจับปลา ดำเนินกิจกรรมร่วมกับกลุ่มประมงหรือเล็ก เช่น กลุ่มประมงเรือเล็ก ตากวน-อ่าวประจักษ์ และกลุ่มประมงเรือเล็กบ้านขุน	57	72.2	22	27.8
7. โครงการ Community Waste Model มอบตะกร้าคัดแยกขยะร่วมกับกลุ่มประมงเรือเล็กตากวน-อ่าวประจักษ์ และมอบตะกร้าแยกขยะอาหารไม่รับประทานเพื่อใช้การแยกขยะเพื่อใช้ในการบริหารจัดการขยะให้แก่วิสาหกิจชุมชนเกษตร	51	64.6	28	35.4

ตารางที่ 3.3-2 (ต่อ)

การดำเนินการ (n=79)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
8. โครงการประชาสัมพันธ์มอบเงินสนับสนุนวิจัยการพัฒนากระบวนการแบบนิวเคลียร์โครงการเลี้ยงปลาและเลี้ยงสัตว์น้ำ	55	69.6	24	30.4
9. โครงการ Think Cycle Bank กิจกรรมรับฝากขยะโดยดำเนินการร่วมกับสถาบันการศึกษาในพื้นที่	52	65.8	27	34.2
10. โครงการชุมชนอยู่ดี อยู่ดีมีน้ำจืดกิจกรรมเริ่มการนำน้ำ EM และปุ๋ยหมักจากศูนย์ Think cycle bank	51	64.6	28	35.4
ด้านสุขภาพ				
11. โครงการแนะแนวการศึกษาสายอาชีพ (ร.ร.วัดมหาธาตุ/ร.ร.วัดท้ายไป)	47	59.5	32	40.5
12. โครงการเสริมสร้างความปลอดภัยและวินัยจราจร (ร.ร.วัดมหาธาตุ/ศูนย์บริการสาธารณสุขจังหวัด)	47	59.5	32	40.5
13. โครงการสนับสนุนการศึกษาเกี่ยวกับสุขภาพของชุมชน	61	77.2	18	22.8
14. โครงการ อบรม-น้อม เพื่อเป็นการส่งเสริมความรู้เรื่องการปฐมพยาบาลเบื้องต้น	56	70.9	23	29.1
ด้านสุขภาพ สุขอนามัย และกีฬา				
15. โครงการรณรงค์ปลอดแอลกอฮอล์ (ร.ร.วัดกระเจา/ร.ร.มาตาพฤกษาศาสตร์/ร.ร.วัดหัวไทร/ร.ร.วัดมหาธาตุ/ร.ร.วัดท้ายไป)	48	60.8	31	39.2
16. โครงการจัดทำ wall shield (ร.ร.มาตาพฤกษาศาสตร์/วัดท้ายไป)	47	59.5	32	40.5
17. โครงการเดินทัพผู้สูงอายุ กิจกรรมปลูกผักปลูกผลไม้	49	62.0	30	38.0
18. สนับสนุนอุปกรณ์ทางการแพทย์ให้แก่หน่วยบริการ และชุมชนในพื้นที่	59	74.7	20	25.3
19. สนับสนุนชุด PE gown และถุงมือสำหรับงานต่างๆ ในพื้นที่	61	77.2	18	22.8
20. โครงการอบรมเสริมสร้างสุขภาพ	50	63.3	29	36.7
21. โครงการรณรงค์สุขภาพกับ อสม. และ อปท. โดยกรมอนามัยภาคเอกชนและผู้มีจิตศรัทธา	58	73.4	21	26.6
ด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์กับชุมชน				
22. โครงการเดินทัพผู้สูงอายุ (เทศบาลเมืองมาตาพฤกษ)	50	63.3	29	36.7
23. สนับสนุนงบประมาณให้กับชุมชนและกลุ่มประมงในพื้นที่ เช่น สนับสนุนงบประมาณในการพัฒนาอาชีพประมง	52	65.8	27	34.2
ด้านเศรษฐกิจและความเป็นอยู่ที่ดี				
24. โครงการตลาดนัดโรงนาอินทรีย์	40	50.6	39	49.4
25. โครงการ Functional Green house kit (สร้างโรงเรือนปลูกเมล่อน) (พื้นที่สถานเปิดหัวไทรของ ธรรมชาติวิทยากรมวิทยาศาสตร์สุขภาพ และวิทยาลัยการเกษตรและเทคโนโลยีสวนหลวง)	44	55.7	35	44.3

ตารางที่ 3.3-2 (ต่อ)

การดำเนินการ (ก=79)	ทราบ		ไม่ทราบ	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
26. โครงการ Fit Fun Firm กิจกรรมปรับเปลี่ยนพฤติกรรมและปรับปรุงสภาพ โรงเรียนวัดตากวน	42	53.2	37	46.8
27. กิจกรรมบริการของบริการศูนย์การเรียนรู้ให้คำปรึกษาและช่วยเหลือ ในด้านที่เกี่ยวกับการเรียนการสอน	45	57.0	34	43.0
28. โครงการ Light For The Better Living เปลี่ยนหลอดไฟ LED แสง สว่างสีเย็น ณ โรงเรียนวัดตากวน	37	46.8	42	53.2
29. โครงการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ (Solar Cell) บริเวณกลุ่ม ประมงโรงเรียนวัดตากวน-อำเภอรอบ	44	55.7	35	44.3
30. โครงการเปลี่ยนหลอดไฟ	45	57.0	34	43.0

- การจัดการหรือการเข้าร่วมกิจกรรมของโครงการที่ตอบสนองแบบสอบถามส่วนมากระบุว่า
เมื่อมีโครงการและ/หรือโอกาสพิเศษ (ร้อยละ 41.8) รองลงมาทุกปี (ร้อยละ 20.3) และไม่มีเลย
ได้แก่ เมื่อมีหนังสือเชิญ ไม่มีส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 11.3)

- สำหรับการจัดกิจกรรมและความพึงพอใจเกี่ยวกับการดำเนินงานโครงการเพื่อชุมชนและสังคม
ขอโครงการในด้านการศึกษา ด้านสุขภาพ สุขอนามัย และกีฬา ด้านเศรษฐกิจและความเป็นอยู่ที่ดีด้าน
ความมั่นคงด้านสิ่งแวดล้อม ด้านสวัสดิการ และด้านการสื่อสารและสร้างความสัมพันธ์กับชุมชน พบว่า
ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่เห็นด้วยกับการดำเนินงานโครงการดังกล่าวภายในชุมชน และมีความพึงพอใจอยู่
ในระดับมาก ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.3-3

- ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากระบุว่าต้องการให้กลุ่มบริษัท จัดกิจกรรมในด้านการพัฒนา
คุณภาพชีวิต (ร้อยละ 19.1) รองลงมาด้านการพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 17.5) และการส่งเสริมและ
อนุรักษ์สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 14.4)

- ความคิดเห็นโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท เกี่ยวกับดัชนีความพึงพอใจของชุมชน พบว่าผู้ตอบ
แบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อการดำเนินงานโครงการที่ให้คำแนะนำและช่วยเหลือสังคม ความพึงพอใจ
ต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท
ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติด้านมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท และความพึง
พอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มฯ รายละเอียดสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.3-4

ตารางที่ 3.3-3

ความคิดเห็นของชุมชนและผู้เกี่ยวข้อง กลุ่มรวม และกลุ่มพื้นที่อื่นๆ
เกี่ยวกับการจัดการหรือการเข้าร่วมกิจกรรมของโครงการภายในพื้นที่ศึกษา

กิจกรรมของโครงการ (ก=79)	การรับรู้ (จำนวนตัวอย่าง/ร้อยละ)		ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับความ พึงพอใจ ^V
	ทราบ	ไม่ทราบ			
1. ด้านการศึกษา	68 (86.1)	11 (13.9)	4.12	0.783	มาก
2. ด้านสุขภาพ สุขอนามัยและกีฬา	69 (87.3)	10 (12.7)	4.17	0.785	มาก
3. ด้านความเป็นอยู่ที่ดี	68 (86.1)	11 (13.9)	4.12	0.769	มาก
4. ด้านสิ่งแวดล้อม	70 (88.6)	9 (11.4)	4.13	0.779	มาก
5. ด้านเศรษฐกิจ	67 (84.8)	12 (15.2)	4.12	0.749	มาก
6. ด้านการสื่อสารและความสัมพันธ์ กับชุมชน	71 (89.9)	8 (10.1)	4.15	0.822	มาก

หมายเหตุ: ^V ในด้านการรับรู้ระดับความพึงพอใจเฉลี่ยรายข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมากที่สุด
ที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$
คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

ตารางที่ 3.3-4

ความคิดเห็นของชุมชนและผู้เกี่ยวข้อง กลุ่มรวม และกลุ่มพื้นที่อื่นๆ
เกี่ยวกับดัชนีความพึงพอใจของชุมชนโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท

การดำเนินการ (ก=79)	ความ พอใจ (ร้อยละ)	ค่าเฉลี่ย (\bar{X})	ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน (S.D.)	ระดับ ความพึง พอใจ ^V
1. เป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม	82.53	4.13	0.740	มาก
2. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท	83.29	4.16	0.724	มาก
3. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานโครงการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท	85.82	4.29	0.719	มาก
4. ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติงานตามมาตรการและระบบการดูแล ความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท	83.04	4.15	0.818	มาก
5. ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของชุมชน	83.29	4.16	0.791	มาก

หมายเหตุ: ^V ในด้านการรับรู้ระดับความพึงพอใจเฉลี่ยรายข้อเป็น 5 ระดับ ดังนี้ $4.50 < \bar{X} \leq 5.00$ คะแนน หมายถึง ระดับมากที่สุด
ที่สุด, $3.50 < \bar{X} \leq 4.50$ คะแนน หมายถึง ระดับมาก, $2.50 < \bar{X} \leq 3.50$ คะแนน หมายถึง ระดับปานกลาง, $1.50 < \bar{X} \leq 2.50$
คะแนน หมายถึง ระดับน้อย, $1.00 \leq \bar{X} \leq 1.50$ คะแนน หมายถึง ระดับน้อยที่สุด

ส่วนที่ 4 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

- ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมหรือข้อควรปรับปรุงในการดำเนินการตามข้อเสนอแนะของ
กลุ่มบริษัท
- ลงพื้นที่ในส่วนท้องถิ่นให้ทั่วถึง ให้มีการติดต่อประสานงานอย่างสม่ำเสมอ และสื่อสารประชาสัมพันธ์กิจกรรมให้ทั่วถึงทุกพื้นที่รอบข้าง
 - ย่อยให้โครงการเข้ามามีส่วนงานกับกลุ่มงานของสาธารณสุขโดยตรง รวมทั้งเข้ามาช่วยสนับสนุนงบประมาณในการจัดจ้างบุคลากร
 - เสนอให้กลุ่มบริษัท ดำเนินกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ในรูปแบบเครือข่ายเฝ้าระวังปัญหาเรื่องคุณภาพอากาศ และเน้นเรื่องการประสานงานชุมชน
 - ต้องการให้ทางโครงการจัดกิจกรรมปรับปรุงพัฒนาถนนในพื้นที่ให้สะอาด สวยงาม (ไม่จำเป็นต้องถนนทั้งหมด แต่บางพื้นที่)
 - ต้องการให้ทางโครงการสนับสนุนกิจกรรม กับทางวัดหรือโรงเรียนมากขึ้น และทำถึง

- ในภาพรวมความคิดเห็นกลุ่มบริษัท การมีการปรับปรุงหรือดำเนินการในเรื่องใดบ้าง
ที่จะช่วยให้ชุมชน และกลุ่มโรงงานของบริษัท สามารถอยู่ร่วมกันได้อย่างมีความสุข

- ต้องการให้บริษัท เข้าร่วมกิจกรรมในพื้นที่ให้มากขึ้น เพื่อสร้างความเข้าใจกับชุมชน
- ต้องการให้บริษัท สร้างงานสร้างอาชีพแก่ชุมชน บริษัทรับเหมาก่อสร้างที่เป็นคนในพื้นที่ โดยกำหนดนโยบายให้ผู้รับเหมามาร่วมจ้างแรงงานที่เป็นคนในพื้นที่
- ต้องการให้บริษัท เพิ่มช่องทางประชาสัมพันธ์ ผลการตรวจวัด ผลการดำเนินงานต่างๆ ในรอบปี
- ต้องการให้โครงการดำเนินการตามมาตรการด้านความปลอดภัย สิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด และให้ทางโครงการเตรียมการรองรับอุบัติเหตุให้พร้อม

บทที่ 4

สรุปผลการสำรวจความคิดเห็น

นพดลกร ของโครงการปัจจุบันกำหนดให้ “การสำรวจสภาพภูมิสังคมและสังคมและการเปลี่ยนแปลง ปัญหาและความต้องการระดับครัวเรือนและระดับชุมชนตลอดจนความคิดเห็นของประชาชน ผู้นำชุมชน ผู้แทนหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องและสถานประกอบการที่เกี่ยวข้องโครงการ และชุมชน ซึ่งเป็นจุดเดียวจุดตรงจุดคุณภาพสิ่งแวดล้อม รวมทั้งประเมินศักยภาพของชุมชน (Community Satisfaction Index) ให้ครบถ้วน และแสดงแผนที่การกระจายตัวในการเก็บตัวอย่าง” บิละ 1 ครั้ง สำหรับพื้นที่ศึกษาหรือกลุ่มพื้นที่ของเทศบาลเมืองมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง และเทศบาลตำบลบ้านฉาง (อำเภอบ้านฉาง) จังหวัดระยอง (อ้างถึงรูป 2.1-1) ทั้งนี้โครงการได้มอบหมายให้หน่วยงานกลาง คือ บริษัท เอ็มวี วีที จำกัด เป็นผู้ศึกษาและดำเนินการสำรวจความคิดเห็นของชุมชน ผู้จำชุมชน ผู้แทนหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง กลุ่มพื้นที่ท้องถิ่น กลุ่มประมง กลุ่มผู้เพาะเลี้ยงสัตว์น้ำ และสถานประกอบการข้างเคียง ซึ่งสามารถสรุปและยึดการดำเนินการได้ดังนี้

4.1 กลุ่มประชาชนตัวแทนครัวเรือน

ในการสำรวจความคิดเห็นไม่ได้มีการกำหนดขนาดตัวอย่างอย่างชัดเจนของ Taro Yamane (Yamane, Taro. Statistics: An Introductory Analysis. 3rd ed. Tokyo: Harper International Edition, 1973) ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 และผู้วิจัยอย่างแบบระดับชั้นเป็นสัดส่วน (Proportional Stratified Random Sampling) กล่าวคือ จำนวนตัวอย่างที่ทำการสำรวจแต่ละชุมชนหรือหมู่บ้านจะเป็นสัดส่วนกับจำนวนครัวเรือนทั้งหมดของแต่ละชุมชน นอกจากนี้ใช้วิธีเลือกตัวอย่างหมู่บ้านจะเป็นสัดส่วนกับการสุ่มแบบง่าย (Simple Random Sampling) ทั้งนี้เพื่อให้การสุ่มตัวอย่างสามารถกระจายไปยังกลุ่มบ้านต่างๆ ภายในชุมชน จึงจะมีการสุ่มครัวเรือนที่จะสำรวจความคิดเห็นในแผนที่กำหนดไว้ก่อนแล้ว โดยพยายามให้ได้จำนวนครัวเรือนกระจายไปทั่วทุกหมู่บ้าน โดยตัวอย่างที่ได้ดำเนินการสำรวจทั้งหมด 402 ตัวอย่าง สำหรับผลการสำรวจแยกตามระยะห่างจากพื้นที่โครงการ สรุปได้ดังตารางที่ 4.1-1 ซึ่งสามารถสรุปผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนตัวแทนครัวเรือนในพื้นที่ศึกษาในภาพรวม ดังนี้

- (1) ข้อมูลด้านสภาพสังคมและความเป็นอยู่ในปัจจุบัน ความคิดเห็นต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชนที่อยู่อาศัย พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 74.4-99.8) หากพิจารณาความคิดเห็นของผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานอื่นๆ ได้แก่ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 25.6) รองลงมาด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 10.7) และด้านเส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 4.2)

- เมื่อพิจารณาถึงปัญหาพื้นฐานสังคม พบว่าปัจจุบันในชุมชนส่วนมากไม่มีปัญหาด้านสังคม (ร้อยละ 27.3) สำหรับบางส่วนที่ระบุว่าปัญหาในลำดับถัดไป ได้แก่ ปัญหาเสพติด (ร้อยละ 21.9) รองลงมาปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามาพัก (ร้อยละ 18.4) และปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 18.1)

ตารางที่ 4.1-1 (ต่อ)

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนตัวแทนครัวเรือนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
1.4 ผลกระทบทางลบจากการมีโรงงานตั้งอยู่บริเวณชุมชน	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้นและผลกระทบด้านสุขภาพ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 16.2) ➢ มลพิษทางอากาศ (ร้อยละ 13.6) 	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 19.5) ➢ ผลกระทบด้านสุขภาพ (ร้อยละ 16.8) ➢ ค่าครองชีพเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 13.2) 	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 19.1) ➢ ผลกระทบด้านสุขภาพ (ร้อยละ 16.7) ➢ ค่าครองชีพเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 12.7)
1.5 ผลกระทบทางบวกจากการมีโรงงานตั้งอยู่บริเวณชุมชน	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศบาลต่างๆ (ร้อยละ 26.2) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 17.5) ➢ ระบบสาธารณสุขปลอดภัยพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 13.1) 	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศบาลต่างๆ (ร้อยละ 25.0) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 24.2) ➢ ระบบสาธารณสุขปลอดภัยพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 10.4) 	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศบาลต่างๆ (ร้อยละ 25.0) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 23.9) ➢ ระบบสาธารณสุขปลอดภัยพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 10.5)
2. การรับรู้ข้อมูลโครงการและความเชื่อมั่นต่อโครงการ			
2.1 การรับรู้โครงการ	<ul style="list-style-type: none"> ➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 70.6) ➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 29.4) 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 60.0) ➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 40.0) 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 60.4) ➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 39.6)
2.2 ผลกระทบจากการดำเนินโครงการ	<ul style="list-style-type: none"> ➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 11.8) ➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 88.2) 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 1.8) ➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 98.2) 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.2) ➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.8)
2.3 ความเชื่อมั่น	<ul style="list-style-type: none"> ➢ ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง) ➢ ความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง) 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง) ➢ ความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง) 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง) ➢ ความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง)

ตารางที่ 4.1-1

ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนตัวแทนครัวเรือนในพื้นที่ศึกษา

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนตัวแทนครัวเรือนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
1. สังคมและความเป็นอยู่ในปัจจุบัน			
1.1 ความคิดเห็นต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชน	<ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 82.4-100.0) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 17.6) ➢ ด้านเส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 11.8) ➢ สภาพสิ่งแวดล้อมในชุมชน (ร้อยละ 5.9) 	<ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 74.0-99.7) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 26.0) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 11.2) ➢ ด้านเส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 3.9) 	<ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 74.4-99.8) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 25.6) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 10.7) ➢ ด้านเส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 4.2)
1.2 ปัญหาสังคมของพื้นที่ในปัจจุบัน	<ul style="list-style-type: none"> - ปัญหาสังคมของพื้นที่ในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ปัญหาสุขภาพจิต (ร้อยละ 28.0) ➢ ปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 20.0) ➢ ปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามามาก (ร้อยละ 8.0) 	<ul style="list-style-type: none"> - ปัญหาสังคมของพื้นที่ในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ปัญหาสุขภาพจิต (ร้อยละ 21.6) ➢ ปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามามาก (ร้อยละ 18.8) ➢ ปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 18.0) 	<ul style="list-style-type: none"> - ปัญหาสังคมของพื้นที่ในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ปัญหาสุขภาพจิต (ร้อยละ 21.9) ➢ ปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามามาก (ร้อยละ 18.4) ➢ ปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 18.1)
1.3 ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของพื้นที่ในปัจจุบัน	<ul style="list-style-type: none"> - ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ มลพิษของ/เขม่าควัน (ร้อยละ 70.6) ➢ กลิ่นรบกวน (ร้อยละ 64.7) ➢ เสียงดังรบกวน (ร้อยละ 41.2) 	<ul style="list-style-type: none"> - ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ มลพิษของ/เขม่าควัน (ร้อยละ 63.4) ➢ กลิ่นรบกวน (ร้อยละ 29.6) ➢ เสียงดังรบกวน (ร้อยละ 23.1) 	<ul style="list-style-type: none"> - ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ มลพิษของ/เขม่าควัน (ร้อยละ 63.7) ➢ กลิ่นรบกวน (ร้อยละ 31.1) ➢ เสียงดังรบกวน (ร้อยละ 23.9)

ตารางที่ 4.1-1 (ต่อ)

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนตัวแทนครัวเรือนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
5.ความคิดเห็นของกลุ่มครัวเรือนเกี่ยวกับดัชนีความพึงพอใจของชุมชนโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัทพีทีที โกลบอล เคมิคอล	<ul style="list-style-type: none"> ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจปานกลาง) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) 	<ul style="list-style-type: none"> ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) 	<ul style="list-style-type: none"> ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก)
6.ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมหรือข้อควรปรับปรุงในการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัทพีทีที โกลบอล เคมิคอล	<ul style="list-style-type: none"> ด้านสาธารณประโยชน์ <ul style="list-style-type: none"> อยากให้มีการมอบทุนการศึกษาให้ทั่วถึง อยากให้จัดกิจกรรมร่วมกับชุมชนต่างๆ และเพิ่มเงินสนับสนุนกิจกรรม ด้านการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย <ul style="list-style-type: none"> อยากให้เพิ่มการอนุรักษ์และการฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม ด้านการสื่อสารและการประชาสัมพันธ์ <ul style="list-style-type: none"> ควรมีการประชาสัมพันธ์เรื่องกิจกรรมมากกว่านี้ 		

ตารางที่ 4.1-1 (ต่อ)

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนตัวแทนครัวเรือนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
3. ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ	<ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 58.8) ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 29.4) ญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 11.8) 	<ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 54.8) เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 24.5) ญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 14.5) 	<ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 53.9) เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 25.8) ญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 14.3)
4. ความต้องการให้โครงการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม	<ul style="list-style-type: none"> ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 29.5) การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 23.5) การอนุรักษ์วัฒนธรรมประเพณี และการส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 17.6) 	<ul style="list-style-type: none"> ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 29.6) การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 14.6) การส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการสนับสนุนและส่งเสริมสุขภาพและอนามัย ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 10.6) 	<ul style="list-style-type: none"> ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 29.7) การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 14.9) การพัฒนาการส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม การสนับสนุนและส่งเสริมสุขภาพและอนามัย และการส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 10.1)

- ความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของชุมชนในปัจจุบัน ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากระบุว่าได้รับผลกระทบจากกลุ่มของ/เขม่าควัน (ร้อยละ 63.7) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง รองลงมาได้รับผลกระทบจากกลิ่นรบกวน (ร้อยละ 31.1) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง และได้รับผลกระทบจากเสียงดังรบกวน (ร้อยละ 23.9) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง ตามลำดับ

- ผลกระทบด้านลบส่วนมากมีความคิดเห็นว่าไม่ผลกระทบเรื่องประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 19.1) รองลงมาคือผลกระทบด้านสุขภาพ (ร้อยละ 16.7) และค่าครองชีพเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 12.7)

- ผลกระทบด้านบวกที่มีรายงานว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากระบุว่าทำให้การสนับสนุนกิจกรรมในเทศบาลต่างๆ (ร้อยละ 25.0) รองลงมาคือมีสภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 23.9) และมีระบบสาธารณูปโภคที่ดีขึ้น (ร้อยละ 10.5)

(2) การรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ารู้จักโครงการ (ร้อยละ 60.4) และในรอบปีที่ผ่านมาผู้ตอบแบบสอบถามโดยส่วนใหญ่ได้ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโครงการ (ร้อยละ 97.8) เมื่อสอบถามเกี่ยวกับความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง ลำหรับความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับปานกลาง

(3) ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารจากโครงการ พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ทราบข้อมูลจากผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 53.9) รองลงมาทราบจากเสียงคนสามา/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 25.8) และทราบจากญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 14.3)

(4) ความต้องการให้โครงการจัดการกิจกรรมเพื่อสังคม พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากระบุว่าต้องการให้กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จัดกิจกรรมในการพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 29.7) รองลงมาต้องการให้พัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 14.9) และต้องการให้พัฒนาการส่งเสริมและอนุรักษ์พืช สัตว์และสิ่งแวดล้อม การสนับสนุนและส่งเสริมสุขภาพและอนามัย และการส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 10.1)

(5) ความคิดเห็นโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล เกี่ยวกับดัชนีความพึงพอใจของชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจมากต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม ภาวการณ์แข่งขันโดยรวม การดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล การปฏิบัติงานมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล และการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

ตารางที่ 4.1-1 (ต่อ)

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนตัวแทนครัวเรือนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
7. ในภาพรวมท่านคิดว่าของ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และกลุ่มบริษัท ในเครือ ควรมีการปรับปรุงหรือดำเนินการในเรื่องใดบ้าง ที่จะช่วยให้ชุมชน และกลุ่มโรงงานของบริษัท สามารถอยู่ร่วมกันได้อย่างมีความสุข	<p>ด้านสาธารณประโยชน์</p> <ul style="list-style-type: none"> - อยากให้มีการส่งเสริมอาชีพในชุมชน และรับคนพื้นที่เข้าทำงานเพิ่มมากขึ้น - อยากให้สนับสนุนกิจกรรมบ่อขยะ อย่างสม่ำเสมอ และให้ทั่วถึง - อยากให้ดูแลด้านสุขภาพของอนามัยต่างๆ กับคนในชุมชน และอยากให้มีการออกหน่วยตรวจสุขภาพให้บ่อยๆ - อยากให้ช่วยเหลือด้านทุนการศึกษาเด็กนักเรียนหรือผู้ยากไร้ - อยากให้มีการเพิ่มทุนการศึกษาให้เด็กได้ครอบคลุมทุกคน - อยากให้เข้ามาทำกิจกรรมชุมชนบ่อยๆ <p>ด้านการดูแลสุขภาพสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย</p> <ul style="list-style-type: none"> - อยากให้ดูแลด้านสิ่งแวดล้อมให้ดี - อยากให้เน้นดูแลเรื่องการควบคุมมลพิษอากาศ - อยากให้เน้นดูแลเรื่องคุณภาพน้ำไม่ให้ส่งผลกระทบต่อชุมชนใกล้โครงการ - อยากให้ดูแลด้านความปลอดภัยต่อชุมชนใกล้โครงการ - อยากให้เน้นดูแลเรื่องความปลอดภัยด้านการจราจร - อยากให้เน้นดูแลด้านมลพิษต่างๆ ไม่ส่งผลกระทบต่อสุขภาพของคนในชุมชน <p>ด้านการสื่อสารและประชาสัมพันธ์</p> <ul style="list-style-type: none"> - อยากให้มีการประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสารโครงการให้ทั่วถึง - อยากให้ CSR ลงพื้นที่ดูแลชุมชนหรือเข้ามาพบปะชุมชนให้บ่อยมากขึ้นอย่างสม่ำเสมอ - อยากให้มีการแจ้งหรือบอกปัญหาที่เกิดขึ้นให้ชาวบ้านทราบโดยเร็ว โดยเฉพาะเมื่อมีอุบัติเหตุต่างๆ - อยากให้มีการสื่อสารกับชุมชนให้มากขึ้น - อยากให้มีการประชาสัมพันธ์ข่าวให้ดีกว่านี้ 		

ตารางที่ 4.2-1
ผลการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชน

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
1. สังคมและความเป็นอยู่ในปัจจุบัน			
1.1 ความคิดเห็นต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชน	<ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 66.7-100.0) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ด้านไฟฟ้า น้ำประปา โรงพยาบาล, รพ.สต. เส้นทางคมนาคม และสภาพสิ่งแวดล้อมในชุมชน ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 33.3) 	<ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 76.9-94.9) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ เส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 23.1) ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 17.9) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 10.3) 	<ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 76.2-95.2) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ เส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 23.9) ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 16.7) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 11.9)
1.2 ปัญหาสังคมของพื้นที่ในปัจจุบัน	<ul style="list-style-type: none"> - ปัญหาสังคมของพื้นที่ในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามามาก (ร้อยละ 30.0) ➢ ปัญหาการลักขโมย ปัญหายาเสพติด และปัญหาจราญรอนในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 20.0) 	<ul style="list-style-type: none"> - ปัญหาสังคมของพื้นที่ในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ปัญหาเสกคดี (ร้อยละ 22.9) ➢ ปัญหาการลักขโมยและปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามามาก ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 21.9) 	<ul style="list-style-type: none"> - ปัญหาสังคมของพื้นที่ในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ปัญหาเสกคดี และปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามามาก ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 22.6) ➢ ปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 21.8)
1.3 ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของพื้นที่ในปัจจุบัน	<ul style="list-style-type: none"> - ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ฝุ่นละออง/เขม่าควัน กลิ่นรบกวน และเสียงดังรบกวน ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 100.0) 	<ul style="list-style-type: none"> - ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ฝุ่นละออง/เขม่าควัน (ร้อยละ 74.4) ➢ เสียงดังรบกวน (ร้อยละ 59.0) ➢ กลิ่นรบกวน (ร้อยละ 51.3) 	<ul style="list-style-type: none"> - ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ฝุ่นละออง/เขม่าควัน (ร้อยละ 76.2) ➢ เสียงดังรบกวน (ร้อยละ 61.9) ➢ กลิ่นรบกวน (ร้อยละ 54.8)

4.2 กลุ่มผู้นำชุมชน

มีการกำหนดขนาดตัวอักษรโดยใช้การสุ่มตัวอย่างแบบเฉพาะเจาะจง (Purposive Selection) เช่น กำหนดผู้ใหญ่วัย ประธานชุมชน กรรมการชุมชน เป็นต้น โดยทำการเก็บตัวอย่างจากผู้ชุมชน 14 ชุมชน ชุมชนละ 3 ตัวอย่าง รวมทั้งหมด 42 ตัวอย่าง สำหรับผลการสำรวจแยกตามระยะห่างจากพื้นที่โครงการ สรุปได้ดังตารางที่ 4.2-1 ซึ่งสามารถสรุปผลการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชนในภาพรวม ดังนี้

(1) สภาพทางสังคมและความเป็นอยู่ในปัจจุบัน ความคิดเห็นต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชนที่อยู่อาศัยพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 76.2-95.2) หากพิจารณาความคิดเห็นของผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐานในลำดับต้นๆ ได้แก่ เส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 23.9) รองลงมาด้านน้ำประปา (ร้อยละ 16.7) และด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 11.9)

- เมื่อพิจารณาถึงปัญหาด้านสังคมพบว่าปัจจุบันในชุมชนมีปัญหาเสกคดี และปัญหาความแออัด/คนต่างถิ่นเข้ามามาก ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 22.6) และปัญหาการลักขโมย (ร้อยละ 21.8)

- ความคิดเห็นต่อผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของชุมชนในปัจจุบันพบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่าได้รับผลกระทบจากฝุ่นละออง/เขม่าควัน (ร้อยละ 76.2) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง รองลงมาได้รับผลกระทบจากเสียงดังรบกวน (ร้อยละ 61.9) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับปานกลาง และได้รับผลกระทบจากกลิ่นรบกวน (ร้อยละ 54.8) โดยระบุว่าได้รับผลกระทบในระดับน้อยตามลำดับ

- ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากมีความคิดเห็นว่าส่งผลกระทบต่อประชากรเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 23.4) รองลงมาเรื่องการจัดกาของเสีย/สารเคมีมีปัญหากการจราจร และสภาพทางอากาศในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 11.7)

- ผลกระทบด้านบวกที่มีโรงงานในพื้นที่พบว่ามีผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากมีความคิดเห็นว่าส่งผลให้มีการสนับสนุนกิจการในเขตการต่างๆ (ร้อยละ 20.3) รองลงมาส่งผลทำให้รายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น (ร้อยละ 15.1) และมีสภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 10.9)

ตารางที่ 4.2-1 (ต่อ)

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
2.3 ความเชื่อมั่น	<ul style="list-style-type: none"> ➢ ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับมาก) ➢ ความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับมาก) 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับมาก) ➢ ความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับมาก) 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับมาก) ➢ ความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับมาก)
3. ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ	<ul style="list-style-type: none"> - ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 100.0) 	<ul style="list-style-type: none"> - ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 69.2) ➢ เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 28.2) ➢ การประชุมในชุมชน (ร้อยละ 2.6) 	<ul style="list-style-type: none"> - ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 71.4) ➢ เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 26.2) ➢ การประชุมในชุมชน (ร้อยละ 2.4)
4. ความต้องการให้โครงการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม	<ul style="list-style-type: none"> - ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาด้านการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 100.0) 	<ul style="list-style-type: none"> - ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 40.5) ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 19.0) ➢ การส่งเสริมและอนุรักษ์พื้นที่สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 14.3) 	<ul style="list-style-type: none"> - ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 44.5) ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 17.8) ➢ การส่งเสริมและอนุรักษ์พื้นที่สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 13.3)

ตารางที่ 4.2-1 (ต่อ)

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
1.4 ผลกระทบทางลบจากการมีโรงงานตั้งอยู่บริเวณชุมชน	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมี เส้นทางการคมนาคมไม่สะดวก และมลพิษทางอากาศ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 33.3) 	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 24.3) ➢ ปัญหาการจราจร (ร้อยละ 12.2) ➢ การทำงานจากคนนอกชุมชน การจัดการของเสีย/สารเคมี ปัญหาอาชญากรรม/ยาเสพติด และมลพิษทางอากาศ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 10.8) 	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 23.4) ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมี ปัญหาการจราจร และมลพิษทางอากาศ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 11.7)
1.5 ผลกระทบทางบวกจากการมีโรงงานตั้งอยู่บริเวณชุมชน	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 28.5) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น มีการปลูกต้นไม้เพื่อเพิ่มพื้นที่สีเขียว มีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น มีการจ้างงานเพิ่มขึ้น และมีการส่งเสริมด้านการศึกษา ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 14.3) 	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 19.6) ➢ มีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น (ร้อยละ 15.2) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 10.7) 	<ul style="list-style-type: none"> - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 20.3) ➢ มีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น (ร้อยละ 15.1) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 10.9)
2. การรับรู้ข้อมูลโครงการและความเชื่อมั่นต่อโครงการ			
2.1 การรับรู้โครงการ	➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 100.0)	➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 100.0)	➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 100.0)
2.2 ผลกระทบจากการดำเนินโครงการ	➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 100.0)	<ul style="list-style-type: none"> ➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.6) ➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.4) 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.4) ➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.6)

ตารางที่ 4.2-1 (ต่อ)

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
6. ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมหรือข้อควรปรับปรุงในการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของ กลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล	<ul style="list-style-type: none"> ด้านสาธารณประโยชน์ <ul style="list-style-type: none"> - อยากให้มีการจัดตั้งกองหมู่บ้าน - อยากให้โครงการมีการจัดกิจกรรมให้ทั่วถึง - อยากให้มีการเพิ่มทุนการศึกษามากขึ้น ด้านการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย <ul style="list-style-type: none"> - อยากให้พนักงานใช้รถของบริษัทเพื่อลดปัญหาการจราจร - อยากให้โครงการจัดการดูแลเรื่องเสียงรบกวน ด้านการสื่อสารและการประชาสัมพันธ์ <ul style="list-style-type: none"> - อยากให้มีการประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสารโครงการให้ทั่วถึง 		
7. ในภาพรวมท่านคิดว่าของ บริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และกลุ่มบริษัท ในเครือ ควรมีการปรับปรุงหรือดำเนินการในเรื่องใดบ้าง ที่จะช่วยให้ชุมชน และกลุ่มโรงงานของ บริษัท สามารถอยู่ร่วมกันได้อย่างมีความสุข	<ul style="list-style-type: none"> ด้านสาธารณประโยชน์ <ul style="list-style-type: none"> - อยากให้มีการส่งเสริม/สนับสนุนทุนการศึกษาอย่างต่อเนื่อง - อยากให้มีการสนับสนุนและส่งเสริมอาชีพวิสาหกิจชุมชนอย่างต่อเนื่อง - อยากให้มีการตรวจสุขภาพประจำปี ด้านการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย <ul style="list-style-type: none"> - จัดให้มีการตรวจวัดคุณภาพของน้ำบาดาลเป็นประจำ ด้านการสื่อสารและการประชาสัมพันธ์ <ul style="list-style-type: none"> - อยากให้มีการประชาสัมพันธ์ข้อมูลให้ทั่วถึงและครอบคลุมทุกครัวเรือน - อยากได้บอร์ดประชาสัมพันธ์ชุมชน (ชุมชนห้วยโป่งใน 1) 		

ตารางที่ 4.2-1 (ต่อ)

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชนในพื้นที่ศึกษา		
	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร	พื้นที่ที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร	ภาพรวม 5 กิโลเมตร
5. ความพึงพอใจของกลุ่มครัวเรือนเกี่ยวกับดัชนีความพึงพอใจของชุมชนโดยสรุปของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล	<ul style="list-style-type: none"> ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจปานกลาง) ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) 	<ul style="list-style-type: none"> ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) 	<ul style="list-style-type: none"> ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท ฟิฟตี โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก)

(2) การรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดระบุว่ารู้จักโครงการ และในรอบปีที่ผ่านมาผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ไม่เคยได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโครงการ (ร้อยละ 97.6) เมื่อสอบถามเกี่ยวกับความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ พบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก สำหรับความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก

(3) ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 71.4) รองลงมาทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากเจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 26.2) และทราบข้อมูลจากการประชุมในชุมชน (ร้อยละ 2.4)

(4) ความต้องการให้โครงการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากระบุว่าต้องการให้กลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จัดกิจกรรมในด้านการพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 44.5) รองลงมาต้องการให้มีการพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 17.8) และการส่งเสริมและอนุรักษ์พันธุ์สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 13.3)

(5) ความคิดเห็นโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล เกี่ยวกับค่านิยมพึงพอใจของชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจมากต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรฐานการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล และความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล

4.3 กลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อำเภอหว้านใหญ่

มีการกำหนดตัวชี้วัดอย่างชัดเจนโดยผู้ตอบแบบสอบถาม (Purposive Selection) ซึ่งเป็นความคิดเห็นที่ช่วยให้ได้ทราบความเหมาะสมและตรงตามวัตถุประสงค์ของการศึกษาที่ศึกษา โดยทำการสัมภาษณ์ 79 หน่วยงาน จำนวนได้เป็น 9 กลุ่ม สำหรับผลการสำรวจสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.3-1

(1) การรับรู้และความคิดเห็นที่มีต่อโครงการ พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ระบุว่ารู้จักโครงการ (ร้อยละ 63.3) และในรอบปีที่ผ่านมาผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่ไม่เคยได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโครงการ (ร้อยละ 98.7) โดยเมื่อสอบถามเกี่ยวกับความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อมของโครงการ พบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก สำหรับความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการพบว่ามีความเชื่อมั่นในระดับมาก

(2) ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากทราบข้อมูลการประชาสัมพันธ์จากเจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 29.1) รองลงมาทราบจากผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 18.7) และทราบจากหน่วยงานราชการ (ร้อยละ 17.9)

(3) ความต้องการให้กลุ่มบริษัท จัดกิจกรรม พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนมากระบุว่าต้องการให้กลุ่มบริษัท จัดกิจกรรมในด้านการพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 19.1) รองลงมาด้านการพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 17.5) และการส่งเสริมและอนุรักษ์พันธุ์สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 14.4)

(4) ความคิดเห็นโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท เกี่ยวกับค่านิยมพึงพอใจของชุมชน พบว่าผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจมากต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรฐานการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท และความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท

ตารางที่ 4.3-1

ผลการสำรวจความคิดเห็นของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	
หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของหน่วยงาน
1. การรับรู้ข้อมูลโครงการและความเชื่อมั่นต่อโครงการ	
1.1 การรับรู้โครงการ	<ul style="list-style-type: none"> รู้ถึงโครงการ (ร้อยละ 63.3) ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 36.7)
1.2 ผลกระทบจากการดำเนินโครงการ	<ul style="list-style-type: none"> เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 98.7) ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 1.3)
1.3 ความเชื่อมั่น	<ul style="list-style-type: none"> ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับมาก) ความเชื่อมั่นต่อมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของโครงการ (มีความเชื่อมั่นในระดับมาก)
2. ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ	<ul style="list-style-type: none"> ช่องทางที่ประชาชนหันมาให้ความสนใจโครงการ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> เจ้าหน้าที่ของโรงไฟฟ้า (ร้อยละ 29.1) ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 18.7) หน่วยงานราชการ (ร้อยละ 17.9)
3. ความต้องการให้โครงการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม	<ul style="list-style-type: none"> ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 19.1) การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 17.5) การส่งเสริมและอนุรักษ์พื้นที่สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 14.4)
4. ความคิดเห็นของกลุ่มหน่วยงานที่มีความพึงพอใจของชุมชนโดยสรุปต่อกลุ่มโรงไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มโรงไฟฟ้า (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติงานมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของศูนย์ผลิตไฟฟ้า (มีความพึงพอใจมาก) ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มโรงไฟฟ้า (มีความพึงพอใจมาก)

ตารางที่ 4.3-1 (ต่อ)

หัวข้อ	ผลการสำรวจความคิดเห็นของหน่วยงาน
5. ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมหรือข้อควรปรับปรุงในการดำเนินกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มโรงไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> ลงพื้นที่ส่วนท้องถิ่นให้ทั่วถึง ไม่มีการติดต่อประสานงานอย่างสม่ำเสมอ และสื่อสารประชาสัมพันธ์กิจกรรมให้ทั่วถึงทุกพื้นที่รอบข้าง อย่าให้โครงการเข้ามาประสานงานกับกลุ่มงานกองสาธารณสุขโดยตรง รวมทั้งเข้าช่วยสนับสนุนอุปกรณ์ต่างๆ หากมีการแพทย์ เช่น เครื่องมือการแพทย์ระดับขั้นต้นโครงการ สนับสนุนงบประมาณในการจัดจ้างบุคลากร เสนอให้กลุ่มโรงไฟฟ้า ดำเนินกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ในรูปแบบเครือข่ายเผ่าะวังปัญหาเรื่องคุณภาพอากาศ และเน้นเรื่องการประสานงานชุมชน ต้องการให้ทั้งโครงการจัดการกิจกรรมปรับปรุงพื้นที่ภายในพื้นที่ให้สะอาด สวยงาม (ไม่จำเป็นต้องถนนทั้งหมด แต่บางพื้นที่) ต้องการให้ทั้งโครงการสนับสนุนกิจกรรม กับทางวัดหรือโรงเรียนมากขึ้น และห้วยผึ้ง
6. ในภาพรวมท่านคิดว่ากลุ่มโรงไฟฟ้าควรมีการปรับปรุงหรือดำเนินการในเรื่องใดบ้าง ที่จะช่วยให้ชุมชนและกลุ่มโรงงานของบริษัท สามารถอยู่ร่วมกันได้อย่างมีความสุข	<ul style="list-style-type: none"> ต้องการให้ปรับปรุงพื้นที่ให้มากขึ้น เพื่อสร้างความเข้าใจกับชุมชน ต้องการให้โรงไฟฟ้า สร้างงานสร้างอาชีพแก่ชุมชน บริษัทรับเหมาจัดทำงานก่อสร้างที่เป็นแรงงานฝีมือ โดยกำหนดนโยบายให้ผู้รับเหมาต้องจ้างแรงงานที่เป็นคนในพื้นที่ ต้องการให้โรงไฟฟ้า เพิ่มช่องทางประชาสัมพันธ์ ผลการตรวจวัดผลการดำเนินการต่างๆ ในรอบปี ต้องการให้โครงการดำเนินการตามมาตรการด้านความปลอดภัยสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด และให้การดำเนินงานโครงการรองรับปฏิบัติการให้พร้อม

ตารางที่ 5-1

เปรียบเทียบการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนตัวแปรตัวแปรจากการดำเนินการของโครงการ ประจำปี พ.ศ. 2561-2565

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2565
1. วิธีการและขั้นตอนการสำรวจความคิดเห็น				
1.1 การกำหนดกลุ่มเป้าหมาย				
<ul style="list-style-type: none"> สำหรับการกำหนดจำนวนครัวเรือนเป้าหมายจะอ้างอิงข้อมูลครัวเรือนจากองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ เทศบาลเมืองมาบตาพุด (อำเภอเมืองระยอง) และเทศบาลตำบลบ้านฉาง (อำเภอบ้านฉาง) โดยที่มีจำนวนครัวเรือนที่เป็นกลุ่มเป้าหมายในภาพรวม 23,487 ครัวเรือน กำหนดพื้นที่ศึกษาครอบคลุมพื้นที่รอบที่ตั้งโครงการภายในรัศมี 5 กิโลเมตร และชุมชนที่กำหนดไว้ในมาตรการของโครงการ โดยกำหนดกลุ่มเป้าหมายครัวเรือนที่อยู่ในเฉพาะพื้นที่ศึกษาครอบคลุม 15 ชุมชน (รายละเอียดดังตารางที่ 5-2) 	<ul style="list-style-type: none"> สำหรับการกำหนดจำนวนครัวเรือนเป้าหมายจะอ้างอิงข้อมูลครัวเรือนจากองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ เทศบาลเมืองมาบตาพุด (อำเภอเมืองระยอง) และเทศบาลตำบลบ้านฉาง (อำเภอบ้านฉาง) โดยที่มีจำนวนครัวเรือนที่เป็นกลุ่มเป้าหมายในภาพรวม 24,860 ครัวเรือน กำหนดพื้นที่ศึกษาครอบคลุมพื้นที่รอบที่ตั้งโครงการภายในรัศมี 5 กิโลเมตร และชุมชนที่กำหนดไว้ในมาตรการของโครงการ โดยกำหนดกลุ่มเป้าหมายครัวเรือนที่อยู่ในเฉพาะพื้นที่ศึกษาครอบคลุม 15 ชุมชน (รายละเอียดดังตารางที่ 5-2) 	<ul style="list-style-type: none"> สำหรับการกำหนดจำนวนครัวเรือนเป้าหมายจะอ้างอิงข้อมูลครัวเรือนจากองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ เทศบาลเมืองมาบตาพุด (อำเภอเมืองระยอง) และเทศบาลตำบลบ้านฉาง (อำเภอบ้านฉาง) โดยที่มีจำนวนครัวเรือนที่เป็นกลุ่มเป้าหมายในภาพรวม 21,674 ครัวเรือน กำหนดพื้นที่ศึกษาครอบคลุมพื้นที่รอบที่ตั้งโครงการภายในรัศมี 5 กิโลเมตร และชุมชนที่กำหนดไว้ในมาตรการของโครงการ โดยกำหนดกลุ่มเป้าหมายครัวเรือนที่อยู่ในเฉพาะพื้นที่ศึกษาครอบคลุม 15 ชุมชน (รายละเอียดดังตารางที่ 5-2) 	-	<ul style="list-style-type: none"> สำหรับการกำหนดจำนวนครัวเรือนเป้าหมายจะอ้างอิงข้อมูลครัวเรือนจากองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ เทศบาลเมืองมาบตาพุด (อำเภอเมืองระยอง) และเทศบาลตำบลบ้านฉาง (อำเภอบ้านฉาง) โดยที่มีจำนวนครัวเรือนที่เป็นกลุ่มเป้าหมายในภาพรวม 27,847 ครัวเรือน กำหนดพื้นที่ศึกษาครอบคลุมพื้นที่รอบที่ตั้งโครงการภายในรัศมี 5 กิโลเมตร และชุมชนที่กำหนดไว้ในมาตรการของโครงการ โดยกำหนดกลุ่มเป้าหมายครัวเรือนที่อยู่ในเฉพาะพื้นที่ศึกษาครอบคลุม 14 ชุมชน (รายละเอียดดังตารางที่ 5-2)

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

บทที่ 5
เปรียบเทียบผลการสำรวจความคิดเห็น

มาตรการฯ ของโครงการปัจจุบันกำหนดให้มี "การสำรวจสภาพเศรษฐกิจและสังคมและภาวะการเปลี่ยนแปลง ปัญหาและความต้องการระดับครัวเรือนและระดับชุมชนตลอดจนความคิดเห็นของประชาชน ผู้นำชุมชน ผู้แทนหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องและสถานประกอบการที่เกี่ยวข้องโดยรอบโครงการ และชุมชนที่เป็นจุดเดียวจับจุดตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อม รวมทั้งประเมินดัชนีชี้วัดความพึงพอใจของชุมชน (Community Satisfaction Index) ได้ครบถ้วน และแสดงแผนการที่จะดำเนินการแก้ไขปัญหาดังกล่าว" ปีละ 1 ครั้ง สำหรับพื้นที่ศึกษาครอบคลุมพื้นที่ของเทศบาลเมืองมาบตาพุด (อำเภอเมืองระยอง) และเทศบาลตำบลบ้านฉาง (อำเภอบ้านฉาง) จังหวัดระยอง ทั้งนี้ในปี 2565 โครงการได้มอบหมายให้นำข้อมูลจากหน่วยงานกลาง คือ บริษัท เอ็นวี เอ็ม จำกัด เป็นผู้ศึกษาและประเมินการสำรวจความคิดเห็นชุมชน ผู้นำชุมชน ผู้นำหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อื่นในหว และสถานประกอบการฯ ในปี 2561-2565 ของชุมชน ผู้นำชุมชน ผู้นำหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อื่นในหว รอบพื้นที่โครงการสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5-1 ถึง 5-4 มีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
-97-		<p>ครัวเรือนในปี พ.ศ.2563 มีจำนวนน้อยกว่าในปี พ.ศ.2562 เนื่องจากในปี พ.ศ.2562 ใช้ฐานข้อมูลจำนวนครัวเรือนของสำนักงานเทศบาลตำบลบ้านยางที่มีการจัดเก็บเป็นหมู่บ้าน และไม่มีการแบ่งเป็นชุมชน จึงทำให้ตัวเลขที่นำมาคำนวณตัวอย่างจึงต้องใช้ตัวเลขภาพรวมของหมู่บ้าน โดยไม่สามารถเลือกเฉพาะชุมชนที่อยู่ในพื้นที่ศึกษาได้ ดังนั้นตัวเลขในการคำนวณตัวอย่างจึงมีจำนวนมาก ในขณะที่ปี พ.ศ. 2563 มีการจัดเก็บจำนวนครัวเรือนแบบแบ่งเป็นชุมชนแล้ว จึงสามารถเลือกใช้จำนวนครัวเรือนเฉพาะที่อยู่ในพื้นที่ศึกษาได้ตัวเลขที่นำมาใช้คำนวณตัวอย่างจึงลดลง</p> <p>²จำนวนตัวอย่างที่ดำเนินการสำรวจในปี 2563 มีจำนวนลดน้อยลงซึ่งแตกต่างจากปี 2562 เนื่องจากมีการปรับจำนวนตัวอย่างให้สอดคล้องตามหลักการเก็บตัวอย่างและวิเคราะห์ข้อมูล (Taro Yamane) ตามข้อเสนอแนะจาก คสช. ด้านเศรษฐกิจและสังคม เมื่อวันที่ 28 ก.ย. 2563</p>		

ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
1.2 กำหนดขนาดตัวอย่างในการสำรวจความคิดเห็น				
<p>- การกำหนดจำนวนตัวอย่างในการสุ่มสำรวจความคิดเห็นจะอ้างอิงโดยใช้สูตรของ Taro Yamane</p> <p>- จำนวนตัวอย่างที่คำนวณได้จาก Taro Yamane พบว่าจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่ใช้ในการสำรวจความคิดเห็นของครัวเรือนที่มีความเหมาะสมและอยู่เป็นตัวแทนที่ดีจะต้องมีจำนวนไม่น้อยกว่า 394 ตัวอย่าง</p> <p>- จำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่เก็บตัวอย่างจริง 466 ตัวอย่าง</p>	<p>- การกำหนดจำนวนตัวอย่างในการสุ่มสำรวจความคิดเห็นจะอ้างอิงโดยใช้สูตรของ Taro Yamane</p> <p>- จำนวนตัวอย่างที่คำนวณได้จาก Taro Yamane พบว่าจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่ใช้ในการสำรวจความคิดเห็นของครัวเรือนที่มีความเหมาะสมและเป็นตัวแทนที่ดีจะต้องมีจำนวนไม่น้อยกว่า 394 ตัวอย่าง</p> <p>- จำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่เก็บตัวอย่างจริง 544 ตัวอย่าง</p>	<p>- การกำหนดจำนวนตัวอย่างในการสุ่มสำรวจความคิดเห็นจะอ้างอิงโดยใช้สูตรของ Taro Yamane</p> <p>- จำนวนตัวอย่างที่คำนวณได้จาก Taro Yamane พบว่าจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่ใช้ในการสำรวจความคิดเห็นของครัวเรือนที่มีความเหมาะสมและเป็นตัวแทนที่ดีจะต้องมีจำนวนไม่น้อยกว่า 393 ตัวอย่าง</p> <p>- จำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่เก็บตัวอย่างจริง 397 ตัวอย่าง โดยแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม</p> <p>(1) กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร จำนวน 21 ตัวอย่าง</p> <p>(2) กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร จำนวน 376 ตัวอย่าง</p> <p>หมายเหตุ : ¹สาเหตุที่ทำให้จำนวน</p>	<p>¹</p> <p>- การกำหนดจำนวนตัวอย่างในการสุ่มสำรวจความคิดเห็นจะอ้างอิงโดยใช้สูตรของ Taro Yamane</p> <p>- จำนวนตัวอย่างที่คำนวณได้จาก Taro Yamane พบว่าจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่ใช้ในการสำรวจความคิดเห็นของครัวเรือนที่มีความเหมาะสมและเป็นตัวแทนที่ดีจะต้องมีจำนวนไม่น้อยกว่า 395 ตัวอย่าง</p> <p>- จำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่เก็บตัวอย่างจริง 402 ตัวอย่าง โดยแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม</p> <p>(1) กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร จำนวน 17 ตัวอย่าง</p> <p>(2) กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร จำนวน 385 ตัวอย่าง</p>	<p>- การกำหนดจำนวนตัวอย่างในการสุ่มสำรวจความคิดเห็นจะอ้างอิงโดยใช้สูตรของ Taro Yamane</p> <p>- จำนวนตัวอย่างที่คำนวณได้จาก Taro Yamane พบว่าจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่ใช้ในการสำรวจความคิดเห็นของครัวเรือนที่มีความเหมาะสมและเป็นตัวแทนที่ดีจะต้องมีจำนวนไม่น้อยกว่า 395 ตัวอย่าง</p> <p>- จำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่เก็บตัวอย่างจริง 402 ตัวอย่าง โดยแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม</p> <p>(1) กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร จำนวน 17 ตัวอย่าง</p> <p>(2) กลุ่มตัวแทนครัวเรือนที่มีระยะห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร จำนวน 385 ตัวอย่าง</p>

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)				
ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2565
		<p><u>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 78.2-100.0) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 21.8) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 9.6) ➢ ด้านเส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 2.7) <p><u>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 76.8-100.0) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 23.2) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 9.6) ➢ ด้านเส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 2.5) 		<p><u>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 74.0-99.7) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 26.0) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 11.2) ➢ เส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 3.9) <p><u>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความพึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในทุกด้าน (ร้อยละ 74.4-99.8) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภคพื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 25.6) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 10.7) ➢ เส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 4.2)

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)				
ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2565
1.3 วิธีการสุ่มตัวอย่าง				
- การสุ่มตัวอย่างแบบแบ่งชั้นภูมิตาม สัดส่วน (Proportional Stratified Random Sampling) โดยกำหนดให้จำนวน ตัวอย่างกระจายตัวไปแต่ละกลุ่มบ้าน อย่างทั่วถึง และใช้วิธีการสุ่มแบบง่าย (Simple Random Sampling)	- การสุ่มตัวอย่างแบบแบ่งชั้นภูมิตาม สัดส่วน (Proportional Stratified Random Sampling) โดยกำหนดให้จำนวน ตัวอย่างกระจายตัวไปแต่ละกลุ่มบ้าน อย่างทั่วถึง และใช้วิธีการสุ่มแบบง่าย (Simple Random Sampling)	- การสุ่มตัวอย่างแบบแบ่งชั้นภูมิตาม สัดส่วน (Proportional Stratified Random Sampling) โดยกำหนดให้จำนวน ตัวอย่างกระจายตัวไปแต่ละกลุ่มบ้าน อย่างทั่วถึง และใช้วิธีการสุ่มแบบง่าย (Simple Random Sampling)	-	- การสุ่มตัวอย่างแบบแบ่งชั้นภูมิตาม สัดส่วน (Proportional Stratified Random Sampling) โดยกำหนดให้จำนวน ตัวอย่างกระจายตัวไปแต่ละกลุ่มบ้าน อย่างทั่วถึง และใช้วิธีการสุ่มแบบง่าย (Simple Random Sampling)
1.4 บริษัทที่ปรึกษาที่ดำเนินการสำรวจความคิดเห็น				
- บริษัท เอ็นไอ วีริค จำกัด	- บริษัท เอ็นไอ วีริค จำกัด	- บริษัท เอ็นไอ วีริค จำกัด	-	- บริษัท เอ็นไอ วีริค จำกัด
12. ผลการตรวจความผิดปกติ				
2.1 ความคิดเห็นต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานในชุมชน				
- ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความ พึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานใน ทุกด้าน (ร้อยละ 98.1-100.0) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วน ที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภค พื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 1.9) ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 1.7) ➢ ด้านเส้นทางคมนาคม/ สภาพสิ่งแวดล้อมในชุมชน (ร้อยละ 0.4)	- ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความ พึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานใน ทุกด้าน (ร้อยละ 84.4-99.3) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วน ที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภค พื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 15.6) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 5.1) ➢ ด้านเส้นทางคมนาคม/ สภาพสิ่งแวดล้อมในชุมชน/ โรงพยาบาล, รพ.สต. (ร้อยละ 2.8)	- ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความ พึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานใน ทุกด้าน (ร้อยละ 52.4-100.0) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วน ที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุง สาธารณูปโภคพื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 47.6) ➢ ด้านไฟฟ้า (ร้อยละ 9.5)	-	- ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีความ พึงพอใจต่อสาธารณูปโภคพื้นฐานใน ทุกด้าน (ร้อยละ 82.4-100.0) - สำหรับผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วน ที่ระบุว่าต้องมีการปรับปรุงสาธารณูปโภค พื้นฐาน ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ด้านน้ำประปา (ร้อยละ 17.6) ➢ เส้นทางคมนาคม (ร้อยละ 11.8) ➢ สภาพสิ่งแวดล้อมในชุมชน (ร้อยละ 5.0)

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
		ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ปัญหาประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 17.9) ➢ ด้านสุขภาพ (ร้อยละ 15.5) ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมี (ร้อยละ 11.0)		ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 19.1) ➢ ผลกระทบด้านสุขภาพ (ร้อยละ 16.7) ➢ ค่าครองชีพเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 12.7)
2.5 ผลกระทบทางบวกจากการมีโรงงานตั้งอยู่บริเวณชุมชน				
- ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 18.9) ➢ สร้างชื่อเสียงให้กับท้องถิ่น (ร้อยละ 13.9) ➢ คุณภาพสิ่งแวดล้อมดีขึ้น (ร้อยละ 12.9)	- ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 42.8) ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ (ร้อยละ 16.2) ➢ สร้างชื่อเสียงให้กับท้องถิ่น (ร้อยละ 16.2)	ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 36.0) ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ (ร้อยละ 24.0) ➢ การจ้างงานเพิ่มขึ้น และมีการ ส่งเสริมด้านการศึกษา ในสัดส่วนที่ เท่ากัน (ร้อยละ 12.0)	-	ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ (ร้อยละ 26.2) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 17.5) ➢ ระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 13.1)

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
2.4 ผลกระทบทางลบจากการมีโรงงานตั้งอยู่บริเวณชุมชน				
- ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ด้านสุขภาพ (ร้อยละ 32.7) ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมี (ร้อยละ 14.0) ➢ ปัญหาอาชญากรรม/ยาเสพติด (ร้อยละ 12.7)	- ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ด้านสุขภาพ (ร้อยละ 22.3) ➢ ปัญหาประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 11.1) ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมี (ร้อยละ 10.9)	ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ปัญหาเรื่องมลพิษทางอากาศ (ร้อยละ 36.5) ➢ ด้านสุขภาพและมลพิษทางเสียง ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 18.2) ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ใน ลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ปัญหาประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 18.0) ➢ ด้านสุขภาพ (ร้อยละ 15.4) ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมี และ ค่าครองชีพเพิ่มขึ้น ในสัดส่วนที่ เท่ากัน (ร้อยละ 11.2)	-	ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้นและ ผลกระทบด้านสุขภาพ ในสัดส่วน ที่เท่ากัน (ร้อยละ 16.2) ➢ มลพิษทางอากาศ (ร้อยละ 13.6) ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ใน ลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 19.5) ➢ ผลกระทบด้านสุขภาพ (ร้อยละ 16.8) ➢ ค่าครองชีพเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 13.2)

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
2.6 การรับรู้โครงการ				
<p>➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 65.9)</p> <p>➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 34.1)</p>	<p>➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 52.8)</p> <p>➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 47.2)</p>	<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</p> <p>➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 38.1)</p> <p>➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 61.9)</p> <p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</p> <p>➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 62.8)</p> <p>➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 37.2)</p> <p>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</p> <p>➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 61.5)</p> <p>➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 38.5)</p>	<p>✓</p>	<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</p> <p>➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 70.6)</p> <p>➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 29.4)</p> <p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</p> <p>➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 60.0)</p> <p>➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 40.0)</p> <p>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</p> <p>➢ รู้จักโครงการ (ร้อยละ 60.4)</p> <p>➢ ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 39.6)</p>

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็น รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
		<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</p> <p>- ประเด็นผลกระทบในทางบวก</p> <p>ในลำดับต้นๆ ได้แก่</p> <p>➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 26.8)</p> <p>➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 13.8)</p> <p>➢ มีระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 10.7)</p> <p>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</p> <p>- ประเด็นผลกระทบในทางบวก</p> <p>ในลำดับต้นๆ ได้แก่</p> <p>➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 25.7)</p> <p>➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 14.2)</p> <p>➢ มีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น (ร้อยละ 10.4)</p>		<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</p> <p>- ประเด็นผลกระทบในทางบวก</p> <p>ในลำดับต้นๆ ได้แก่</p> <p>➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 25.0)</p> <p>➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 24.2)</p> <p>➢ ระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 10.4)</p> <p>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</p> <p>- ประเด็นผลกระทบในทางบวก</p> <p>ในลำดับต้นๆ ได้แก่</p> <p>➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 25.0)</p> <p>➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 23.9)</p> <p>➢ ระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 10.5)</p>

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

[illegible]

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2565
2.7 ผลกระทบจากการดำเนินโครงการ				
<p>➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 3.9)</p> <p>➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 96.1)</p>	<p>➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 6.1)</p> <p>➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 93.9)</p>	<p><u>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</u></p> <p>➢ ผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ</p> <p><u>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <p>➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 0.5)</p> <p>➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 99.5)</p> <p><u>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <p>➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 0.5)</p> <p>➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 99.5)</p>	<p align="center">v</p>	<p><u>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</u></p> <p>➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 11.8)</p> <p>➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 88.2)</p> <p><u>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <p>➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 1.8)</p> <p>➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 98.2)</p> <p><u>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <p>➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.2)</p> <p>➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.8)</p>

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
		<p>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 52.9) เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 14.4) ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 8.8) 		<ul style="list-style-type: none"> ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 53.9) เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 25.8) ญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 14.3)
2.10 ความต้องการให้โครงการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม				
<ul style="list-style-type: none"> ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 30.2) การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 25.1) การส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ (ร้อยละ 20.0) 	<ul style="list-style-type: none"> ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 23.6) การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 19.2) การสนับสนุนและส่งเสริมสุขภาพและอนามัย (ร้อยละ 16.3) 	<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 23.8) การพัฒนาการศึกษาและเยาวชนและการส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 19.0) 	-	<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 29.5) การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 23.5) การอนุรักษ์วัฒนธรรมประเพณีและการส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 17.6)

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
2.9 ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ				
<p>2.9 ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 51.2) เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 22.0) เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 15.8) 	<ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 48.6) ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 22.0) เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 12.0) 	<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 47.6) เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 28.6) ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 23.8) <p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 53.2) เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 13.6) ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชนและญาติ/เพื่อนบ้าน ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 8.0) 	-	<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 28.8) ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 29.4) ญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 11.8) <p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 54.8) เสียงตามสาย/หอกระจายข่าวในชุมชน (ร้อยละ 24.5) ญาติ/เพื่อนบ้าน (ร้อยละ 14.5) <p>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ ในลำดับต้นๆ ได้แก่

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)					
ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2565	
2.11 ความคิดเห็นของกลุ่มครัวเรือนเกี่ยวกับดัชนีความพึงพอใจของชุมชนโดยสรุปต่อกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล					
-11-	<ul style="list-style-type: none"> ➢ ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจปานกลาง) ➢ ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) 	<p>ครัวเรือนที่อยู่ภายใต้โครงการ O-3 ใกล้เคียง</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจปานกลาง) ➢ ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) 	V	<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ O-3 ใกล้เคียง</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจปานกลาง) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) 	

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติงาน มาตรการฯ ปี 2565
		<p><u>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาด้านการส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ (ร้อยละ 23.1) ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 18.6) ➢ การพัฒนาด้านการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 18.4) <p><u>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ (ร้อยละ 22.9) ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 18.9) ➢ การพัฒนาด้านการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 18.4) 		<p><u>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 29.6) ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 14.6) ➢ การส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการสนับสนุนและส่งเสริมสุขภาพและอนามัย ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 10.6) <p><u>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - ความต้องการในการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 29.7) ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 14.9) ➢ การพัฒนาการส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม การสนับสนุนและส่งเสริมสุขภาพและอนามัย และการส่งเสริมเศรษฐกิจและรายได้ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 10.1)

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
-113-		<p>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจปานกลาง) ➢ ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) 		<p>ครัวเรือนภาพรวม 5 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก)

หมายเหตุ: "เนื่องด้วยในปี พ.ศ. 2564 มีการแพร่ระบาดเชื้อไวรัสโคโรนา 19 ในพื้นที่จังหวัดระยองอย่างต่อเนื่องทำให้ไม่สามารถลงพื้นที่ทำการสำรวจความคิดเห็น ของกลุ่มประชาชนตัวแทนครัวเรือนด้วยแบบสอบถาม โดยวิธีการสุ่มตัวอย่าง (Random Sampling) ตามหลักวิชาการได้ตามปกติ อย่างไรก็ตาม ทางโครงการได้ดำเนินการสำรวจความคิดเห็นในกลุ่มที่สามารถดำเนินการได้ ได้แก่ ในกลุ่มชุมชนผู้นำชุมชน กลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อ่อนไหว และกลุ่มสถานประกอบการข้างเคียง (ในการเว้นพื้นที่สมัครใจให้เจ้าหน้าที่เข้าพบ โดยมีการเว้นระยะห่างและปฏิบัติตามมาตรการฯ ป้องกันอย่างเคร่งครัด) การประสานงาน และให้ข้อมูลทางอีเมลและทางโทรศัพท์

ตารางที่ 5-1 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
-112-		<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจปานกลาง) ➢ ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) 		<p>ครัวเรือนที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ ความพึงพอใจต่อการเป็นองค์กรที่ให้คุณค่าและประโยชน์ต่อสังคม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อภาพลักษณ์องค์กรโดยรวม (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานกิจกรรมมวลชนสัมพันธ์ของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการปฏิบัติตามมาตรการและระบบการดูแลความปลอดภัยของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก) ➢ ความพึงพอใจต่อการดำเนินงานของกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล (มีความพึงพอใจมาก)

ตารางที่ 5-3

เปรียบเทียบการสำรวจความคิดเห็นของผู้นำชุมชนจากการดำเนินการของโครงการ ประจำปี พ.ศ. 2561-2565

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
1. วิธีการและขั้นตอนการสำรวจความคิดเห็น				
1.1 การกำหนดกลุ่มเป้าหมาย				
ใช้การสุ่มตัวอย่างแบบเฉพาะเจาะจง (Purposive Selection) เช่น กำนัน ผู้ใหญ่บ้าน ประธานชุมชน กรรมการชุมชน เป็นต้น โดยทำการเก็บตัวอย่างจากผู้นำชุมชน 15 ชุมชน ชุมชนละ 1 ตัวอย่าง (รายละเอียดอ้างถึงตารางที่ 5-2)	ใช้การสุ่มตัวอย่างแบบเฉพาะเจาะจง (Purposive Selection) เช่น กำนัน ผู้ใหญ่บ้าน ประธานชุมชน กรรมการชุมชน เป็นต้น โดยทำการเก็บตัวอย่างจากผู้นำชุมชน 15 ชุมชน ชุมชนละ 1 ตัวอย่าง (รายละเอียดอ้างถึงตารางที่ 5-2)	ใช้การสุ่มตัวอย่างแบบเฉพาะเจาะจง (Purposive Selection) เช่น กำนัน ผู้ใหญ่บ้าน ประธานชุมชน กรรมการชุมชน เป็นต้น โดยทำการเก็บตัวอย่างจากผู้นำชุมชน 15 ชุมชน ชุมชนละ 3 ตัวอย่าง (รายละเอียดอ้างถึงตารางที่ 5-2) หมายเหตุ ในปี พ.ศ.2563 มีการเพิ่มจำนวนตัวอย่างของผู้นำชุมชนจากชุมชนละ 1 ตัวอย่าง เป็นชุมชนละ 3 ตัวอย่าง เพื่อให้ได้ข้อคิดเห็นที่หลากหลายและถี่ถ้วนยิ่งขึ้น	ใช้การสุ่มตัวอย่างแบบเฉพาะเจาะจง (Purposive Selection) เช่น กำนัน ผู้ใหญ่บ้าน ประธานชุมชน กรรมการชุมชน เป็นต้น โดยทำการเก็บตัวอย่างจากผู้นำชุมชน 14 ชุมชน ชุมชนละ 3 ตัวอย่าง (รายละเอียดอ้างถึงตารางที่ 5-2) หมายเหตุ : ในปี พ.ศ. 2564 มีการปรับปรุงขอบเขตชุมชนในพื้นที่เทศบาลตำบลบ้านล่างจากขอบเขตชุมชนเป็นขอบเขตหมู่บ้าน โดยมีรายละเอียดดังนี้ 1) หมู่ที่ 2 บ้านประจุมิตร (ปรับแก้จากชุมชนประจุมิตร) 2) หมู่ที่ 4 บ้านพยุ (ปรับแก้จากชุมชน พยุ 1 และชุมชนพยุ 2)	ใช้การสุ่มตัวอย่างแบบเฉพาะเจาะจง (Purposive Selection) เช่น กำนัน ผู้ใหญ่บ้าน ประธานชุมชน กรรมการชุมชน เป็นต้น โดยทำการเก็บตัวอย่างจากผู้นำชุมชน 14 ชุมชน ชุมชนละ 3 ตัวอย่าง (รายละเอียดอ้างถึงตารางที่ 5-2)

ตารางที่ 5-2

รายชื่อชุมชนในพื้นที่ศึกษาในการสำรวจ

รายชื่อชุมชน ปี 2561	รายชื่อชุมชน ปี 2562	รายชื่อชุมชน ปี 2563	รายชื่อชุมชน ปี 2564	รายชื่อชุมชน ปี 2565
ชุมชนในพื้นที่ศึกษา ครอบคลุม 15 ชุมชน ประกอบด้วย 1.ชุมชนกรอกลายชา 2.ชุมชนชาลูกหญ้า 3.ชุมชนขอประปา 4.ชุมชนขอร่วมพัฒนา 5.ชุมชนตลาดหัวไผ่ 6.ชุมชนตากวน-อ่าว ประตุ 7.ชุมชนบางซุด 8.ชุมชนบางซุด-จาก กลาง 9.ชุมชนวัดโสม 10.ชุมชนหนองแดง 11.ชุมชนหนองน้ำเย็น 12.ชุมชนหนองเพ 13.ชุมชนพยุ 1 14.ชุมชนพยุ 2 15.ชุมชนประจุมิตร	ชุมชนในพื้นที่ศึกษา ครอบคลุม 15 ชุมชน ประกอบด้วย 1.ชุมชนกรอกลายชา 2.ชุมชนชาลูกหญ้า 3.ชุมชนขอประปา 4.ชุมชนขอร่วมพัฒนา 5.ชุมชนตลาดหัวไผ่ 6.ชุมชนตากวน-อ่าว ประตุ 7.ชุมชนบางซุด 8.ชุมชนบางซุด-จาก กลาง 9.ชุมชนวัดโสม 10.ชุมชนหนองแดง 11.ชุมชนหนองน้ำเย็น 12.ชุมชนหนองเพ 13.ชุมชนพยุ 1 14.ชุมชนพยุ 2 15.ชุมชนประจุมิตร	ชุมชนในพื้นที่ศึกษา ครอบคลุม 15 ชุมชน ประกอบด้วย 1.ชุมชนกรอกลายชา 2.ชุมชนชาลูกหญ้า 3.ชุมชนขอประปา 4.ชุมชนขอร่วมพัฒนา 5.ชุมชนตลาดหัวไผ่ 6.ชุมชนตากวน-อ่าว ประตุ 7.ชุมชนบางซุด 8.ชุมชนบางซุด-จาก กลาง 9.ชุมชนวัดโสม 10.ชุมชนหนองแดง 11.ชุมชนหนองน้ำเย็น 12.ชุมชนหนองเพ 13.ชุมชนพยุ 1 14.ชุมชนพยุ 2 15.ชุมชนประจุมิตร	ชุมชนในพื้นที่ศึกษา ครอบคลุม 14 ชุมชน ประกอบด้วย 1.ชุมชนกรอกลายชา 2.ชุมชนชาลูกหญ้า 3.ชุมชนขอประปา 4.ชุมชนขอร่วมพัฒนา 5.ชุมชนตลาดหัวไผ่ 6.ชุมชนตากวน-อ่าว ประตุ 7.ชุมชนบางซุด 8.ชุมชนบางซุด-จาก กลาง 9.ชุมชนวัดโสม 10.ชุมชนหนองแดง 11.ชุมชนหนองน้ำเย็น 12.ชุมชนหนองเพ 13.หมู่ที่ 2 บ้านประจุมิตร 14.หมู่ที่ 4 บ้านพยุ	ชุมชนในพื้นที่ศึกษา ครอบคลุม 14 ชุมชน ประกอบด้วย 1.ชุมชนกรอกลายชา 2.ชุมชนชาลูกหญ้า 3.ชุมชนขอประปา 4.ชุมชนขอร่วมพัฒนา 5.ชุมชนตลาดหัวไผ่ 6.ชุมชนตากวน-อ่าว ประตุ 7.ชุมชนบางซุด 8.ชุมชนบางซุด-จาก กลาง 9.ชุมชนวัดโสม 10.ชุมชนหนองแดง 11.ชุมชนหนองน้ำเย็น 12.ชุมชนหนองเพ 13.หมู่ที่ 2 บ้านประจุมิตร 14.หมู่ที่ 4 บ้านพยุ

ตรวจสอบความถี่เห็น

[illegible]

ตารางที่ 5-3 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
2.5 ผลกระทบทางบวกจากการมีโรงงานตั้งอยู่บริเวณชุมชน				
- ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การได้รับการสุขอนามัยดีขึ้น/ มีการสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ (ร้อยละ 21.3) ➢ การส่งเสริมด้านการศึกษา (ร้อยละ 19.1) ➢ ผลดีต่อสภาพเศรษฐกิจของชุมชน ขึ้น (ร้อยละ 12.8)	- ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ มีการสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆและทำให้สภาพเศรษฐกิจของ ชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 15.6) ➢ มีการปลูกต้นไม้เพื่อเพิ่มพื้นที่สีเขียว (ร้อยละ 12.5)	ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ มีการสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนที่ ดีขึ้น และมีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 25.0) ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ (ร้อยละ 24.7) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 14.3) ➢ ระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานดีขึ้น (ร้อยละ 9.1)	ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ มีการสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนที่ ดีขึ้น และมีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 25.0) ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ (ร้อยละ 15.7) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 12.7) ➢ ระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานดีขึ้น และมีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น (ร้อยละ 9.7) ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่	ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ (ร้อยละ 28.5) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น มี การปลูกต้นไม้เพื่อเพิ่มพื้นที่สีเขียว มีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น มีการ จ้างงานเพิ่มขึ้น และมีการส่งเสริม ด้านการศึกษา ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 14.3) ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาล ต่างๆ (ร้อยละ 19.6) ➢ มีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น (ร้อยละ 15.2) ➢ สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 10.7)

ตารางที่ 5-3 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
2.4 ผลกระทบทางลบจากการมีโรงงานตั้งอยู่บริเวณชุมชน				
- ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ประชากรแฝงในพื้นที่เพิ่ม (ร้อยละ 32.1) ➢ ปัญหาสุขภาพกรรม/ยาเสพติด (ร้อยละ 21.4) ➢ ปัญหารถจากร (ร้อยละ 17.9)	- ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ผลกระทบด้านสุขภาพและ ทรัพยากรธรรมชาติลดลง (ร้อยละ 26.8) ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมี (ร้อยละ 22.1) ➢ ปัญหารถจากร (ร้อยละ 14.6)	- ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 14.3) ➢ ค่าครองชีพเพิ่มขึ้น การบริการ สาธารณสุขไม่เพียงพอ เส้นทางคมนาคมไม่สะดวก ปัญหารถจากร และมลพิษทาง อากาศ (ร้อยละ 10.7)	ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดไม่ได้รับ ผลกระทบด้านลบ ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ปัญหาประชากรแฝงเพิ่มขึ้น และ ปัญหารถจากร ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 14.4) ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมี (ร้อยละ 11.2) ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ปัญหาประชากรแฝงเพิ่มขึ้นและ ปัญหารถจากร ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 14.4) ➢ ด้านการจัดการของเสีย/สารเคมี (ร้อยละ 11.2)	ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมี เส้นทาง คมนาคมไม่สะดวก และมลพิษทาง อากาศ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 33.3) ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 24.3) ➢ ปัญหารถจากร (ร้อยละ 12.2) ➢ การทำงานจากคนนอกชุมชน การ จัดการของเสีย/สารเคมี ปัญหา อาชญากรรม/ยาเสพติด และมลพิษ ทางอากาศ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 10.8) ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร - ประเด็นผลกระทบในทางลบ ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ประชากรแฝงเพิ่มขึ้น (ร้อยละ 23.4) ➢ การจัดการของเสีย/สารเคมีปัญหา การจากร และมลพิษทางอากาศ ใน สัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 11.7)

ตารางที่ 5-3 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
2.7 ผลกระทบจากการดำเนินโครงการ				
<ul style="list-style-type: none"> เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 21.4) ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 78.6) 	<ul style="list-style-type: none"> ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 100.0) 	<ul style="list-style-type: none"> ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 100.0) 	<p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 100.0) <p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.4) ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.6) <p><u>ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.2) ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.8) 	<p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 100.0) <p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.6) ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.4) <p><u>ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.4) ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.6)

ตารางที่ 5-3 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
		<p><u>ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 24.8) สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 15.7) มีระบบสาธารณสุขพื้นฐานดีขึ้น มีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น และมีการส่งเสริมด้านการศึกษา ในสัดส่วนที่เท่ากัน (ร้อยละ 7.9) 	<ul style="list-style-type: none"> การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 15.8) สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 12.9) 	<p><u>ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ประเด็นผลกระทบในทางบวก ในลำดับต้นๆ ได้แก่ การสนับสนุนกิจกรรมในเทศกาลต่างๆ (ร้อยละ 20.3) มีรายได้เพิ่มขึ้น/ค้าขายดีขึ้น (ร้อยละ 15.1) สภาพเศรษฐกิจของชุมชนดีขึ้น (ร้อยละ 10.9)
2.6 การรับรู้โครงการ				
<ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 100.0) 	<ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 53.3) ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 46.7) 	<p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 100.0) <p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 88.1) ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 11.9) <p><u>ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 88.9) ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 11.1) 	<p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 66.7) ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 11.9) <p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 94.9) ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 5.1) <p><u>ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 92.9) ไม่รู้จักโครงการ (ร้อยละ 7.1) 	<p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 100.0) <p><u>ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 100.0) <p><u>ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร</u></p> <ul style="list-style-type: none"> รู้จักโครงการ (ร้อยละ 100.0)

[illegible][illegible]

ตารางที่ 5-3 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
		และอนามัย และการส่งเสริม เศรษฐกิจและรายได้ ในสัดส่วนที่ เท่ากัน (ร้อยละ 11.9) ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร - ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาการศึกษาและ เยาวชน (ร้อยละ 46.7) ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 15.6) ➢ การสนับสนุนและส่งเสริมสุขภาพ และอนามัยและการส่งเสริม เศรษฐกิจและรายได้ ในสัดส่วนที่ เท่ากัน (ร้อยละ 11.1)	➢ การสร้างความสัมพันธ์และ สนับสนุนกิจกรรมชุมชน (ร้อยละ 17.9) ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร - ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 28.6) ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน ➢ การสร้างความสัมพันธ์และสนับสนุน กิจกรรมชุมชน (ร้อยละ 16.7)	ผู้นำภาพรวม 5 กิโลเมตร - ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 44.5) ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 17.8) ➢ การส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟู สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 13.3)

ตารางที่ 5-3 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
		➢ เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 24.4) ➢ เลี่ยงตามสาย/หอกระจายข่าวใน ชุมชน (ร้อยละ 22)		
2.10 ความต้องการให้โครงการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม				
- ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ด้านการพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 86.7) ➢ การส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟู สิ่งแวดล้อม/การสนับสนุนและ ส่งเสริมสุขภาพและอนามัย (ร้อยละ 6.7)	- ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ ด้านการพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 66.7) ➢ ด้านการพัฒนาการศึกษาและ เยาวชน (ร้อยละ 13.3) ➢ ต้องการให้มีการอนุรักษ์วัฒนธรรม ประเพณี การส่งเสริมและอนุรักษ์ ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการส่งเสริม เศรษฐกิจรายได้ (ร้อยละ 6.7)	ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 66.7) ➢ การพัฒนาด้านการศึกษาและ เยาวชน (ร้อยละ 33.3) ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาการศึกษาและ เยาวชน (ร้อยละ 47.7) ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต การสนับสนุนและส่งเสริมสุขภาพ	ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 66.7) ➢ ส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 33.3) ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 30.8) ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 23.1)	ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 0-3 กิโลเมตร - ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาการศึกษาและ เยาวชน (ร้อยละ 100.0) ผู้นำที่อยู่ห่างจากโครงการ 3-5 กิโลเมตร - ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 40.5) ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 19.0) ➢ การส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟู สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 14.3)

บริษัท เอ็มไว เวิร์ค จำกัด

บริษัท เฮ็นสไว เวิร์ค จำกัด

เปรียบเทียบการสำรวจความคิดเห็นของกลุ่มหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง กลุ่มประมง และกลุ่มพื้นที่อ่อนไหว ประจำปี พ.ศ. 2561-2565

-131-

520 ความผิดเกี่ยวกับ

-130-

ตารางที่ 5-4 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
2.2 ผลกระทบจากการดำเนินโครงการ				
➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 10.3)	➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 6.4)	➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.3)	➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 2.3)	➢ เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 1.3)
➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 89.7)	➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 93.6)	➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.7)	➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 97.6)	➢ ไม่เคยได้รับผลกระทบจากโครงการ (ร้อยละ 98.7)
2.3 ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของโครงการ				
- ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของ โครงการ ได้แก่ ➢ เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 42.7) ➢ หน่วยงานราชการ (ร้อยละ 26.5) ➢ แหล่งอื่นๆ (ร้อยละ 11.9)	- ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของ โครงการ ได้แก่ ➢ เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 32.1) ➢ ผู้นำชุมชน (ร้อยละ 24.4) ➢ หน่วยงานราชการ (ร้อยละ 19.2)	- ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสาร โครงการ ได้แก่ ➢ เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 45.3) ➢ หน่วยงานราชการ (ร้อยละ 34.9) ➢ สื่อตามสาย/หอกระจายข่าวใน ชุมชน (ร้อยละ 4.7)	- ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสารของ โครงการ ได้แก่ ➢ เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 40.5) ➢ หน่วยงานราชการ (ร้อยละ 19.1) ➢ ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 16.0)	- ช่องทางการประชาสัมพันธ์ข่าวสาร โครงการ ได้แก่ ➢ เจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ (ร้อยละ 29.1) ➢ ผู้นำชุมชน/กรรมการชุมชน (ร้อยละ 18.7) ➢ หน่วยงานราชการ (ร้อยละ 17.9)

ตารางที่ 5-4 (ต่อ)

ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2561	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2562	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2563	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2564	ผลการสำรวจความคิดเห็นตาม รายงานผลการปฏิบัติตาม มาตรการฯ ปี 2565
2.4 ความต้องการให้โครงการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม				
- ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ กิจกรรมในด้านการพัฒนาคุณภาพ ชีวิต (ร้อยละ 27.9) ➢ ให้มีการพัฒนาการศึกษาและเยาวชน และการส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟู สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 16.2)	- ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ กิจกรรมด้านการพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 32.1) ➢ กิจกรรมด้านการส่งเสริมและอนุรักษ์ ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 16.7) ➢ กิจกรรมด้านการพัฒนาการศึกษา และเยาวชน (ร้อยละ 21.8)	- ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ กิจกรรมด้านการพัฒนาคุณภาพ ชีวิต (ร้อยละ 25.6) ➢ กิจกรรมด้านการพัฒนาการศึกษา และเยาวชน (ร้อยละ 22.1) ➢ กิจกรรมด้านการส่งเสริมและ อนุรักษ์ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 20.9)	- ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ กิจกรรมด้านการพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 48.2) ➢ กิจกรรมด้านการพัฒนาการศึกษา และเยาวชน (ร้อยละ 17.6) ➢ กิจกรรมด้านการสนับสนุนและ ส่งเสริมสุขภาพและอนามัย (ร้อยละ 12.9)	- ความต้องการในการดำเนินการจัด กิจกรรมเพื่อสังคม ในลำดับต้นๆ ได้แก่ ➢ การพัฒนาคุณภาพชีวิต (ร้อยละ 19.1) ➢ การพัฒนาการศึกษาและเยาวชน (ร้อยละ 17.5) ➢ การส่งเสริมและอนุรักษ์ฟื้นฟู สิ่งแวดล้อม (ร้อยละ 14.4)
2.5 ความเชื่อมั่นต่อการจัดการของโครงการ				
- ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้าน สิ่งแวดล้อมของโครงการ พบว่ามีความ เชื่อมั่นในระดับปานกลาง	- ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้าน สิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่น ในระดับมาก) - ความเชื่อมั่นต่อมาตรการการและระบบ การดูแลความปลอดภัยของโครงการ	- ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้าน สิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่น ในระดับมาก) - ความเชื่อมั่นต่อมาตรการการและระบบ การดูแลความปลอดภัยของโครงการ	- ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้าน สิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความเชื่อมั่น ในระดับมาก) - ความเชื่อมั่นต่อมาตรการการและระบบ การดูแลความปลอดภัยของโครงการ (มีความ เชื่อมั่นในระดับมาก)	- ความเชื่อมั่นต่อความรับผิดชอบด้าน สิ่งแวดล้อมของโครงการ (มีความ เชื่อมั่นในระดับมาก) - ความเชื่อมั่นต่อมาตรการการและระบบ การดูแลความปลอดภัยของโครงการ

-134-

➤ 27๗

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



**เอกสารจัดตั้งคณะกรรมการความปลอดภัยอาชีวอนามัยและ
สภาพแวดล้อมในการทำงาน และรายงานการประชุม
ประจำเดือน (คปอ.)**





บริษัท พิกิต โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

สำนักงานใหญ่ : เลขที่ 555/1 ถนนพหลโยธินซอย 14-18 แขวงมีนาคี เขตปทุมธานี กรุงเทพมหานคร 10800 โทรศัพท์ +66(0)2265-8400 โทรสาร +66(0)2265-8600

สำนักงานระยอง : เลขที่ 59 ถนนราชพฤกษ์ ตำบลเนินพระ อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง 21150 โทรศัพท์ +66(0)3332-4000 โทรสาร +66(0)3332-4111

บ.จ. เลขที่ 07534510257

ที่ 25-017 /2564

15 มีนาคม 2564

เรื่อง นำส่งสำเนาประกาศแต่งตั้ง คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน ประจำพื้นที่กลุ่มผลิตภัณฑ์สารานุปโภค สาขา 7 ทำเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์

เรียน สวัสดิการและคุ้มครองแรงงานจังหวัดระยอง

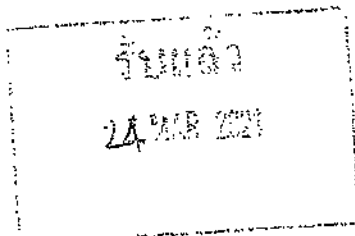
สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. สำเนาประกาศแต่งตั้ง คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน ประจำพื้นที่กลุ่มผลิตภัณฑ์สารานุปโภค สาขา 7 ทำเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ จำนวน 1 ฉบับ

ด้วยบริษัท พิกิต โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) หรือ บริษัทฯ ได้มีการปรับเปลี่ยนโครงสร้างการบริหารงานในพื้นที่กลุ่มผลิตภัณฑ์สารานุปโภค สาขา 7 ทำเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ บริษัทฯ จึงได้ปรับเปลี่ยนคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน สำหรับพื้นที่ดังกล่าว เพื่อให้สอดคล้องกับการปรับเปลี่ยน โครงสร้างการบริหารงาน

เพื่อให้เป็นไปตามกฎกระทรวงว่าด้วยเรื่อง มาตรฐานในการบริหารและจัดการงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2549 บริษัทฯ จึงใคร่ขอส่งรายชื่อและหน้าที่รับผิดชอบของคณะกรรมการฯ ตามคำสั่งแต่งตั้งของบริษัทฯ โดยมีรายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 1

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ

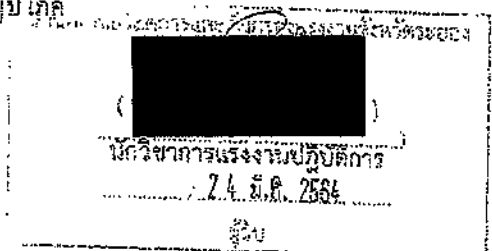


ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่
กลุ่มผลิตภัณฑ์สารานุปโภค

กลุ่มผลิตภัณฑ์สารานุปโภค

โทร. 0-3899-4000 ต่อ 4490

ผู้ประสานงาน : อัจฉรา พันธะศรี โทร : 0-3897-1000 ต่อ 2169





บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

สำนักงานใหญ่ : เลขที่ 555/1 คูย์อิมบองฮักมุนเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 14-15 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
นครหลวง กรุงเทพมหานคร 10900 โทรศัพท์ +66(0)2265-8400 โทรสาร +66(0)2265-8500
สำนักงานระยอง : เลขที่ 50 ถนนราษฎร์นิยม ตำบลเนินพระ อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง 21150
โทรศัพท์ +66(0)3939-4000 โทรสาร +66(0)3939-4111
บมจ. เลขที่ 0107554000267

ที่ 25-017 /2564

15 มีนาคม 2564

เรื่อง นำส่งสำเนาประกาศแต่งตั้ง คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน ประจำพื้นที่กลุ่มผลิตภัณฑ์สารอุปโภค สาขา 7 ทำเทียมเรือและคลังผลิตภัณฑ์

เรียน ตัวจัดการและศูนย์รองแรงงานจังหวัดระยอง

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. สำเนาประกาศแต่งตั้ง คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน ประจำพื้นที่กลุ่มผลิตภัณฑ์สารอุปโภค สาขา 7 ทำเทียมเรือและคลังผลิตภัณฑ์ จำนวน 1 ฉบับ

ด้วยบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) หรือ บริษัทฯ ได้มีการปรับเปลี่ยนโครงสร้างการบริหารงานในพื้นที่กลุ่มผลิตภัณฑ์สารอุปโภค สาขา 7 ทำเทียมเรือและคลังผลิตภัณฑ์ บริษัทฯ จึงได้ปรับเปลี่ยนคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน สำหรับพื้นที่ดังกล่าว เพื่อให้สอดคล้องกับการปรับเปลี่ยนโครงสร้างการบริหารงาน

เพื่อให้เป็นไปตามกฎกระทรวงว่าด้วยเรื่อง มาตรฐานในการบริหารและจัดการงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2549 บริษัทฯ จึงใคร่ขอส่งรายชื่อและหน้าที่รับผิดชอบของคณะกรรมการฯ ตามคำสั่งแต่งตั้งของบริษัทฯ โดยมีรายละเอียดตามที่ส่งมาด้วย

จึงเรียนมาเพื่อ โปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ



ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่
กลุ่มผลิตภัณฑ์สารอุปโภค

กลุ่มผลิตภัณฑ์สารอุปโภค

โทร. 0-3899-4000 ต่อ 4490

ผู้ประสานงาน : อังฉรา พันระศรี โทร : 0-3897-1000 ต่อ 2169



กำลัง บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ที่ กน. ๐๐๓ / 2564

เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน (คปอ.)

ประจำพื้นที่ กลุ่มผลิตภัณฑ์สารอนุปโลก

เพื่อให้เป็นไปตามกฎกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2549 จึงมีคำสั่งดังนี้

ข้อ 1. ให้มีคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน(คปอ.) ประจำพื้นที่ กลุ่มผลิตภัณฑ์สารอนุปโลก ดังนี้

1. [REDACTED] ประธานกรรมการ
ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มผลิตภัณฑ์สารอนุปโลก
ผู้แทนนายจ้างระดับบริหาร
2. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการฝ่าย หน่วยงานผลิตสารอนุปโลก 1
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา
3. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการฝ่าย หน่วยงานบริหารคลัง รับส่งวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา
4. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการส่วน หน่วยงานผลิตสารอนุปโลก 1
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา
5. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการส่วน หน่วยงานบำรุงรักษาสารอนุปโลก 1
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา
6. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการรวม หน่วยงานปฏิบัติการบริหารคลัง รับส่งวัตถุดิบ และผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา

- | | | |
|-----|---|---------------------|
| 7. | ██████████
พนักงานประสานงานบำรุงรักษา
ผู้แทนลูกจ้าง | กรรมการ |
| 8. | 1. ██████████
พนักงานปฏิบัติการผลิต
ผู้แทนลูกจ้าง | กรรมการ |
| 9. | ██████████
พนักงานประสานงานบำรุงรักษา
ผู้แทนลูกจ้าง | กรรมการ |
| 10. | ██████████
พนักงานปฏิบัติการผลิต
ผู้แทนลูกจ้าง | กรรมการ |
| 11. | ████████████████████
วิศวกรเครื่องกลฝ่ายบำรุงรักษา
ผู้แทนลูกจ้าง | กรรมการ |
| 12. | ██████████
พนักงานฝ่ายซ่อมบำรุงอาวุโส
ผู้แทนลูกจ้าง | กรรมการ |
| 13. | ██████████
วิศวกรควบคุมความปลอดภัยอาวุโส
เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับวิชาชีพ | กรรมการและเลขานุการ |

ข้อ 2. ให้คณะกรรมการฯ มีอำนาจหน้าที่ ดังนี้

1. พิจารณานโยบายและแผนงานด้านความปลอดภัยในการทำงาน รวมทั้งความปลอดภัยนอกงานเพื่อป้องกันและลดการเกิดอุบัติเหตุ การประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงาน หรือความไม่ปลอดภัยในการทำงานเสนอคณายจ้าง
2. รายงานและเสนอแนะมาตรการหรือแนวทางปรับปรุงแก้ไขให้ถูกต้องตามกฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยในการทำงานและมาตรฐานความปลอดภัยในการทำงานต่อคณายจ้าง เพื่อความปลอดภัยในการทำงานของลูกจ้าง ผู้รับเหมา และบุคคลภายนอกที่เข้ามาปฏิบัติงานหรือเข้ามาให้บริการในสถานประกอบกิจการ
3. ส่งเสริม สนับสนุน กิจกรรมด้านความปลอดภัยในการทำงานของสถานประกอบกิจการ
4. พิจารณาข้อบังคับและคู่มือว่าด้วยความปลอดภัยในการทำงาน รวมทั้งมาตรฐานด้านความปลอดภัยในการทำงานของสถานประกอบกิจการเสนอคณายจ้าง

5. สำนักรวบรวมการปฏิบัติการด้านความปลอดภัยในการทำงาน และตรวจสอบสถิติการประสบอันตรายที่เกิดขึ้นในสถานประกอบกิจการนั้น อย่างน้อยเดือนละหนึ่งครั้ง
6. พิจารณาโครงการหรือแผนการฝึกอบรมเกี่ยวกับความปลอดภัยในการทำงาน รวมถึงโครงการหรือแผนการอบรมเกี่ยวกับบทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบในด้านความปลอดภัยของลูกจ้าง หัวหน้างาน ผู้บริหาร นายจ้าง และบุคลากรทุกระดับเพื่อเสนอความเห็นต่อ นายจ้าง
7. วางระบบการรายงานสภาพการทำงานที่ไม่ปลอดภัยให้เป็นหน้าที่ของลูกจ้างทุกคนทุกระดับ ต้องปฏิบัติ
8. ติดตามผลความคืบหน้าเรื่องที่เสนอนายจ้าง
9. รายงานผลการปฏิบัติงานประจำปี รวมทั้งระบุปัญหา อุปสรรค และข้อเสนอแนะในการปฏิบัติหน้าที่ของคณะกรรมการเมื่อปฏิบัติหน้าที่ครบหนึ่งปี เพื่อเสนอต่อ นายจ้าง
10. ประเมินผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยในการทำงานของสถานประกอบกิจการ
11. ปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยในการทำงานอื่นตามที่นายจ้างมอบหมาย

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564 เป็นต้นไป จนครบกำหนดตามวาระในวันที่ 31 มกราคม พ.ศ. 2566 หรือจนกว่าจะมีคำสั่งทดแทน

สั่ง ณ วันที่ 24 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564



ประธานเจ้าหน้าที่ปฏิบัติการ กลุ่มปฏิบัติการเพื่อความเป็นเลิศ



บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

สำนักงานใหญ่ : เลขที่ 555/1 ถนนมิตรภาพฝั่งใต้ อำเภอเมือง จังหวัดบุรีรัมย์ 33000
โทรศัพท์ : 09000 โทรศัพท์ : 09000 โทรศัพท์ : 09000 โทรศัพท์ : 09000
สำนักงานสาขา : เลขที่ 555 ถนนมิตรภาพฝั่งใต้ อำเภอเมือง จังหวัดบุรีรัมย์ 33000
โทรศัพท์ : 09000 โทรศัพท์ : 09000 โทรศัพท์ : 09000 โทรศัพท์ : 09000
เบอร์ : 0107554000267

ที่ 25-017 /2564

15 มีนาคม 2564

เรื่อง นำส่งสำเนาประกาศแต่งตั้ง คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน ประจำพื้นที่กลุ่มผลิตภัณฑ์สารเคมีปิโตรเคมี สาขา 7 ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์

เรียน ผู้จัดการและกลุ่มรองแรงงานจังหวัดระยอง

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. สำเนาประกาศแต่งตั้ง คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน ประจำพื้นที่กลุ่มผลิตภัณฑ์สารเคมีปิโตรเคมี สาขา 7 ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ จำนวน 1 ฉบับ

ด้วยบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) หรือ บริษัทฯ ได้มีการปรับเปลี่ยนโครงสร้างการบริหารงานในพื้นที่กลุ่มผลิตภัณฑ์สารเคมีปิโตรเคมี สาขา 7 ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ บริษัทฯ จึงได้ปรับเปลี่ยนคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน สำหรับพื้นที่ดังกล่าว เพื่อให้สอดคล้องกับการปรับเปลี่ยนโครงสร้างการบริหารงาน

เพื่อให้เป็นไปตามกฎกระทรวงว่าด้วยเรื่อง มาตรฐานในการบริหารและจัดการงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2549 บริษัทฯ จึงได้ขอส่งรายชื่อและหน้าที่รับผิดชอบของคณะกรรมการฯ ตามที่แจ้งแต่งตั้งของบริษัทฯ โดยมีรายละเอียดตามที่ส่งมาด้วย :

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ



ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่
กลุ่มผลิตภัณฑ์สารเคมีปิโตรเคมี

กลุ่มผลิตภัณฑ์สารเคมีปิโตรเคมี

โทร. 0-3899-4000 ต่อ 4490

ผู้ประสานงาน : อัจฉรา พันระศรี โทร : 0-3897-1000 ต่อ 2169



ถ้ายิ่ง บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ที่ กน. ๐๐๓ / 2564

เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน (คปอ.)

ประจำพื้นที่ กลุ่มผลิตภัณฑ์สารเคมีปิโตร

เพื่อให้เป็นไปตามกฎกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2549 จึงมีคำสั่งดังนี้

ข้อ 1. ให้มีคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน(คปอ.) ประจำพื้นที่ กลุ่มผลิตภัณฑ์สารเคมีปิโตร ดังนี้

1. [REDACTED] ประธานกรรมการ
ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มผลิตภัณฑ์สารเคมีปิโตร
ผู้แทนนายจ้างระดับบริหาร
2. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการฝ่าย หน่วยงานผลิตปิโตรเคมี
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา
3. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการฝ่าย หน่วยงานบริหารคลัง รับส่งวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา
4. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการส่วน หน่วยงานผลิตปิโตรเคมี
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา
5. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการส่วน หน่วยงานบำรุงรักษาปิโตรเคมี
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา
6. [REDACTED] กรรมการ
ผู้จัดการส่วน หน่วยงานปฏิบัติการบริหารคลัง รับส่งวัตถุดิบ และผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี
ผู้แทนนายจ้างระดับบังคับบัญชา

- | | | |
|-----|--|---------------------|
| 7. | ██████████ | กรรมการ |
| | พนักงานประสานงานบำรุงรักษา | |
| | ผู้แทนลูกจ้าง | |
| 8. | ██████████ | กรรมการ |
| | พนักงานปฏิบัติการผลิต | |
| | ผู้แทนลูกจ้าง | |
| 9. | ██████████ | กรรมการ |
| | พนักงานประสานงานบำรุงรักษา | |
| | ผู้แทนลูกจ้าง | |
| 10. | ██████████ | กรรมการ |
| | พนักงานปฏิบัติการผลิต | |
| | ผู้แทนลูกจ้าง | |
| 11. | ██████████ | กรรมการ |
| | วิศวกรเครื่องกลฝ่ายบำรุงรักษา | |
| | ผู้แทนลูกจ้าง | |
| 12. | ██████████ | กรรมการ |
| | พนักงานฝ่ายซ่อมบำรุงอาวุโส | |
| | ผู้แทนลูกจ้าง | |
| 13. | ██████████ | กรรมการและเลขานุการ |
| | วิศวกรควบคุมความปลอดภัยอาวุโส | |
| | เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับวิชาชีพ | |

ข้อ 2. ให้คณะกรรมการฯ มีอำนาจหน้าที่ ดังนี้

1. พิจารณานโยบายและแผนงานด้านความปลอดภัยในการทำงาน รวมทั้งความปลอดภัยนอกงานเพื่อป้องกันและลดการเกิดอุบัติเหตุ การประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอื่นเนื่องจากการทำงาน หรือความไม่ปลอดภัยในการทำงานเสนอต่อ นายจ้าง
2. รายงานและเสนอแนะมาตรการหรือแนวทางปรับปรุงแก้ไขให้ถูกต้องตามกฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยในการทำงานและมาตรฐานความปลอดภัยในการทำงานต่อ นายจ้าง เพื่อความปลอดภัยในการทำงานของลูกจ้าง ผู้รับเหมา และบุคคลภายนอกที่เข้ามาปฏิบัติงานหรือเข้ามาใช้บริการในสถานประกอบกิจการ
3. ส่งเสริม สนับสนุน กิจกรรมด้านความปลอดภัยในการทำงานของสถานประกอบกิจการ
4. พิจารณาข้อบังคับและคู่มือว่าด้วยความปลอดภัยในการทำงาน รวมทั้งมาตรฐานด้านความปลอดภัยในการทำงานของสถานประกอบกิจการเสนอต่อ นายจ้าง

5. สำนักรงการปฏิบัติการด้านความปลอดภัยในการทำงาน และตรวจสอบสถิติการประสบอันตรายที่เกิดขึ้นในสถานประกอบกิจการนั้น อย่างน้อยเดือนละหนึ่งครั้ง
6. พิจารณาโครงการหรือแผนการที่ถอนแรมเกี่ยวกับความปลอดภัยในการทำงาน รวมถึงโครงการหรือแผนการอบรมเกี่ยวกับบทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบในด้านความปลอดภัยของลูกจ้าง หัวหน้างาน ผู้บริหาร นายจ้าง และบุคลากรทุกระดับเพื่อเสนอความเห็นต่อนายจ้าง
7. วางระบบการรายงานสภาพการทำงานที่ไม่ปลอดภัยให้เป็นหน้าที่ของลูกจ้างทุกคนทุกระดับต้องปฏิบัติ
8. ติดตามผลความคืบหน้าเรื่องที่เสนอแนะจ้าง
9. รายงานผลการปฏิบัติงานประจำปี รวมทั้งระบุปัญหา อุปสรรค และข้อเสนอแนะในการปฏิบัติหน้าที่ของคณะกรรมการเมื่อปฏิบัติหน้าที่ครบหนึ่งปี เพื่อเสนอต่อนายจ้าง
10. ประเมินผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยในการทำงานของสถานประกอบกิจการ
11. ปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยในการทำงานอื่นตามที่นายจ้างมอบหมาย

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ 1 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564 เป็นต้นไป จนครบกำหนดตามวาระในวันที่ 31 มกราคม พ.ศ. 2565 หรือจนกว่าจะมีคำสั่งทดแทน

สั่ง ณ วันที่ 24 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564



ประธานเจ้าหน้าที่ปฏิบัติการ กลุ่มปฏิบัติการเพื่อความเป็นเลิศ

รายงานกิจกรรมด้านความปลอดภัยตามแบบ จป.(ว)



แบบรายงานผลการดำเนินงานของเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับวิชาชีพ

เขียนที่ บริษัท พีทีทีโกลบอลเคมีคอล จำกัด(มหาชน)
วันที่ 17 เดือน มกราคม พ.ศ. 2566

ข้าพเจ้า [REDACTED]
ตำแหน่ง ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานคุณภาพ ความปลอดภัยฯ
สถานประกอบการชื่อ บริษัท พีทีที โกลบอลเคมีคอล จำกัด (มหาชน) สาขาที่ 7 ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์
ประเภทกิจการ ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์
ตั้งอยู่เลขที่ 19 หมู่ที่ - ถนน โรนีย์ นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด ตำบล/แขวง มาบตาพุด
อำเภอ/เขต เมือง จังหวัด ระยอง รหัสไปรษณีย์ 21150
โทรศัพท์ 092-2485464

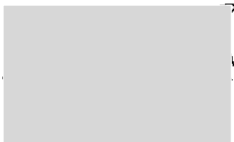
ขอรายงานผลการดำเนินงานของเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับวิชาชีพของ

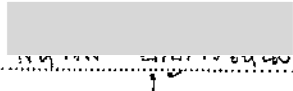
นายสหพล บุญกำเนิด เลขทะเบียนเลขที่ กสร.จป.ว 221-003776 ในรอบ 6 เดือนตามปีปฏิทิน ดังต่อไปนี้

- ☐ 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 ตรวจสอบประเมินการปฏิบัติงานของสถานประกอบการให้เป็นไปตามแผนงานโครงการหรือมาตรการความปลอดภัยในการทำงาน (ตามเอกสารแนบ 5)
- 6 แนะนำให้ลูกจ้างปฏิบัติตามคู่มือว่าด้วยความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานของสถานประกอบการ (ตามเอกสารแนบ 6)
- 7 แนะนำฝึกสอน และอบรมลูกจ้าง เพื่อให้การปฏิบัติงานปลอดภัยจากเหตุอันจะทำให้เกิดความไม่ปลอดภัยในการทำงาน (ตามเอกสารแนบ 7)

- 8 ตรวจสอบและประเมินสภาพแวดล้อมในการทำงานหรือดำเนิน การร่วมกับบุคคลหรือนิติบุคคลที่ขึ้นทะเบียน หรือได้รับใบอนุญาตตามกฎหมายว่าด้วยความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงานหรือกฎหมายอื่นที่เกี่ยวข้อง (ตามเอกสารแนบ 8)
- 9 เสนอแนะต่อนายจ้างเพื่อให้มีการจัดการด้านความปลอดภัยในการทำงาน ที่เหมาะสมกับสถานประกอบการ และพัฒนาให้มีประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่อง (ตามเอกสารแนบ 9)
- 10 ตรวจสอบหาสาเหตุ และวิเคราะห์การประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่อง จากการทำงาน และรายงานผลการตรวจสอบ รวมทั้งเสนอแนะแนวทางแก้ไขปัญหาค่อนายจ้างเพื่อป้องกันการเกิดเหตุโดยไม่ชักช้า (ตามเอกสารแนบ 10)
- 11 รวบรวมสถิติ วิเคราะห์ข้อมูล จัดทำรายงาน และข้อเสนอแนะเกี่ยว กับการประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องจากการทำงานของลูกจ้าง เสนอค่อนายจ้าง (ตามเอกสารแนบ 11)
- 12 ให้ความรู้และอบรมด้านโรคจากการประกอบอาชีพและสิ่งแวดล้อมแก่ลูกจ้างก่อนเข้างาน และระหว่างทำงาน เพื่อทบทวนความรู้อย่างน้อยปีละหนึ่งครั้ง (ตามเอกสารแนบ 12)
- 13 ปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยในการทำงานอื่นตามที่นายจ้างมอบหมาย

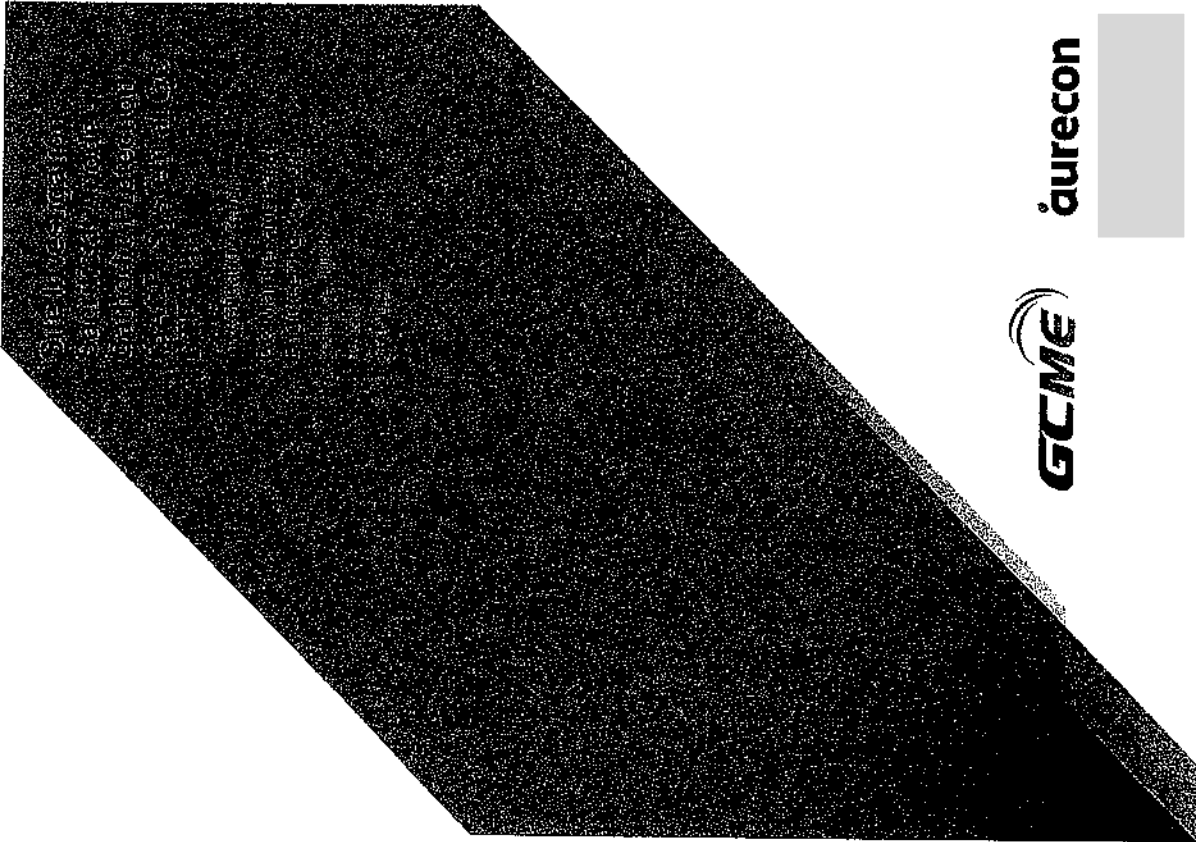
ลงชื่อ  (นายจ้าง)/ผู้รายงาน

ลงชื่อ  (จป. ระดับวิชาชีพ)/ผู้จัดทำ รายงาน
(นายสมพล บุญกำเนิด)

➤ 28ข

เอกสารการทำ Pipe to Soil Potential Survey ตรวจสอบ
ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ใช้ป้องกันการผุกร่อน
(Cathodic Protection System)





aurecon

Document control record

Document prepared by:

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

T +662 333 3222

F +662 333 3233

E bangkok@aurecongroup.com

W aurecongroup.com

A person using Aurecon documents or data accepts the risk of:

- a) Using the documents or data in electronic form without requesting and checking them for accuracy against the original hard copy version.
- b) Using the documents or data for any purpose not agreed to in writing by Aurecon.

Document control		aurecon				
Report title	Investigation report					
Document code			Project number	506284		
File path	https://aurecongroup.sharepoint.com/sites/506284/ Documents/Assessment Commission and Test/Responsibile Investigation - Sacrificial Anode Cathodic Protection (SACP) System at GC BTF Plant Rev 01.docx					
Client	GC Maintenance and Engineering Co., Ltd.					
Client contact	Khun Natongkorn		Client reference			
Rev	Date	Revision details/status	Author	Reviewer	Verifier (if required)	
0	2019-09-03	Draft	PW	CW		
1	2019-09-25	Issued to client	PW	CW	UK	
Current revision		1				

Contents

1	Introduction.....	5
1.1	General.....	5
1.2	Background.....	5
1.3	Scope of work.....	6
1.3.1	Phase 1 - SACP System Inspection.....	7
1.3.2	Phase 2 - Current Drainage Test (CDT).....	7
1.4	Abbreviations.....	7
2	Standards and Protection Criteria.....	8
3	Methodology.....	8
3.1	AC potential measurements.....	8
3.2	Visual inspection.....	8
3.3	Current output measurements.....	8
3.4	Soil resistivity measurement.....	8
3.5	Insulating flanges test.....	9
3.6	CP potential reading.....	10
3.7	Current drainage test (CDT).....	10
3.8	Test limitations at site and methodology for CP potential reading.....	12
4	Results and Discussion.....	13
4.1	Insulation flange testing.....	13
4.2	Soil resistivity.....	14
4.3	AC potential measurement.....	14
4.4	CP system inspection and testing.....	15
4.4.1	Visual inspection.....	15
4.4.2	SACP anode current output and anode open potential measurement.....	15
4.4.3	CP potential reading.....	16
4.4.4	Current drainage test (CDT).....	19
4.4.5	Estimation of current requirements.....	19
4.5	CP system retrofit concept.....	21
5	Conclusion and Recommendations.....	21
5.1	Conclusion.....	21
5.2	Recommendations.....	22

Appendices

Appendix A	Installation details of CDT
Appendix B	Site data tables and Photographic record
Appendix C	Plot plan drawings

Figures

Figure 1:	BTF plant overview
Figure 2:	Potential measurement to assess effectiveness of insulating flange
Figure 3:	Insulation checker to assess effectiveness of insulating flange
Figure 4:	Structure to electrolyte potential measurement
Figure 5:	Diagram of the CDT temporary ICCP system
Figure 6:	Soil resistivity results
Figure 7:	CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of TPs

Tables

Table 1:	The summary of existing SACP systems of GC7 BTF plant
Table 2:	Abbreviations
Table 3:	Equipment list for CDT test
Table 4:	Electrically shorted IF results
Table 5:	Test post (TP) inspection

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.

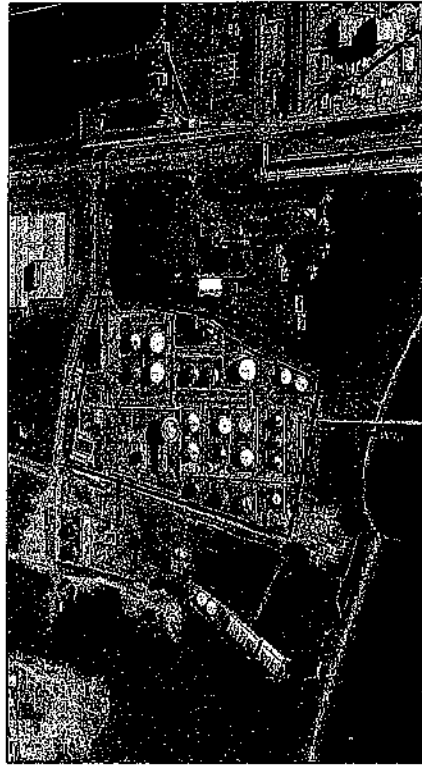


Figure 1: BTF plant overview

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	Bulene Tank T-6882
Protected pipes	■ 6" treat water pipeline ■ 4" propylene pipeline	■ FW pipeline	■ Gas pipelines ■ 3" AISI304 ■ 4" IF ■ 10TF	■ 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 (26 years ago)	2008 (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

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
UG	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/CuSO₄ 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/CuSO₄ 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 LH41) 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:**

Measures 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 below. Error! 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.

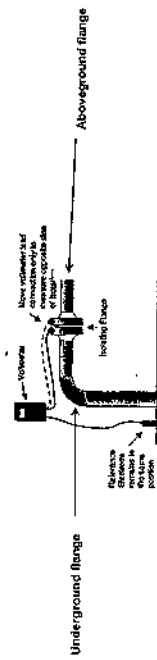


Figure 2: Potential measurement to assess effectiveness of insulating flange

■ 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.

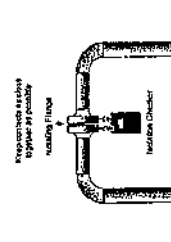


Figure 3: Insulation checker to assess effectiveness of insulating flange

California Protection Survey Procedures, Second Edition. W. Brian Hodgson

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 Bortn Steth-3 portable Cu/CuSO₄ reference electrode (CSE) as shown in Figure 4. Error/Reference source not found.

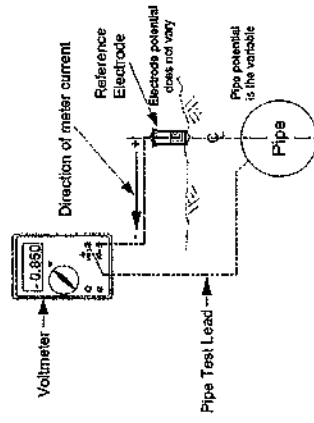


Figure 4: Structure to electrolyte potential measurement

SOURCE: *Prisoner's Control of Platoon Company, Second Indian, A.V. 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 ICP system for the CDT was designed and installed as below:

Table 3: Equipment list for CDT test

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 SVA 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 16mm ² size with 60m length	1 Cable
5	Negative cable	CV cables minimum 35mm ² 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 lemmore/barticate (if required)	1 Set

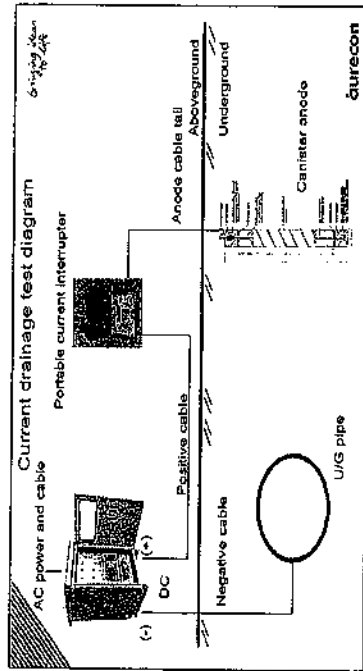


Figure 5: Diagram of the CDT temporary ICCP system

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-8945A 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.

Polarisation = Instant Off potential prior to CDT – Instant Off potential after CDT

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.

$$I_{req} = \frac{(-850 \text{ mV} - E_{meas})}{(E_{ref} - E_{meas})} \times I_{meas} \quad (6.6)$$

where

- I_{req} current required to achieve -850-mV/cst criterion (amperes)
- E_{meas} native structure-to-electrolyte potential (millivolts)
- E_{ref} Instant OFF (polarized) structure-to-electrolyte potential (millivolts)
- I_{meas} test current applied for E_{ref} (amperes)

Note: Include polarity of potential readings.

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

$$I_{req} = \frac{(-100 \text{ mV})}{(E_{ref} - E_{meas})} \times I_{meas} \quad (6.7)$$

where

- I_{req} current required to achieve the 100-mV criterion (amperes)
- E_{ref} Instant OFF (polarized) structure-to-electrolyte potential (millivolts)
- E_{meas} native structure-to-electrolyte potential (millivolts)
- I_{meas} test current applied for E_{ref} (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

Electrically shorted IFs			Electrically shorted		
1	IF2	Refer to Drawing no. S06284-CP-001	4"	FW	Electrically shorted
2	IF4		6"	FW	
3	IF22		10"	RW	
4	IF23		10"	FW	
5	IF25		2"	Unknown	
6	IF28		12"	FW	
7	IF32		10"	FW	
8	IF38		12"	FW	
9	IF47		12"	FW	
10	IF48		12"	FW	
11	IF49		4"	FW	
12	IF52		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 6 (Error! Reference source not found.). Full results are provided in Table 3 of Appendix B.

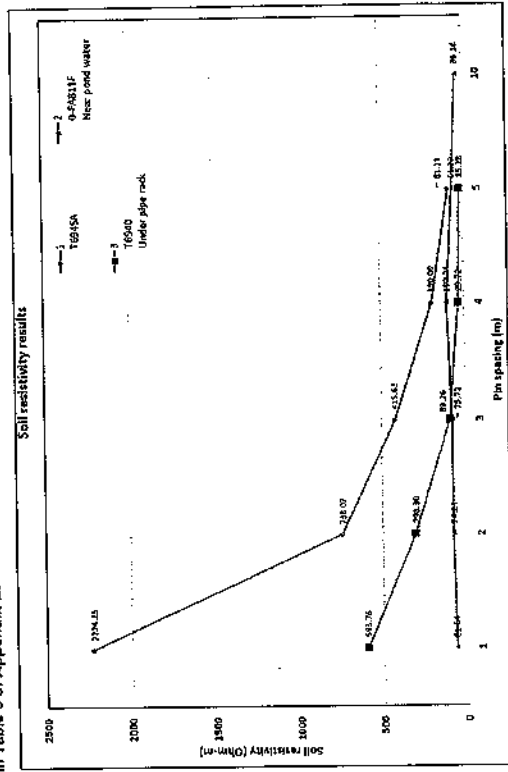


Figure 6: Soil resistivity results

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-8345A was high at 1m depth and is significantly lower at 2m to 10m depths
- The soil resistivity at Location 0-FAB11F 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 -1300 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

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	-498	-

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 base line potential graph (Blue line) and indicate:
 - 75 test points (82%) are significantly underprotected (less negative than -850mV)
 - 5 test points (7%) achieved the CP protection criterion (more negative than -850mV) at IF28, IF29, IF50, 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 CP shift potential 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 3.8.)

- 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, TP5, TP13, IF24, IF28, IF29, IF30, IF38, IF43, IF44, IF53, IF54, IF56, IF57, IF60, IF62, IF63 and IF64

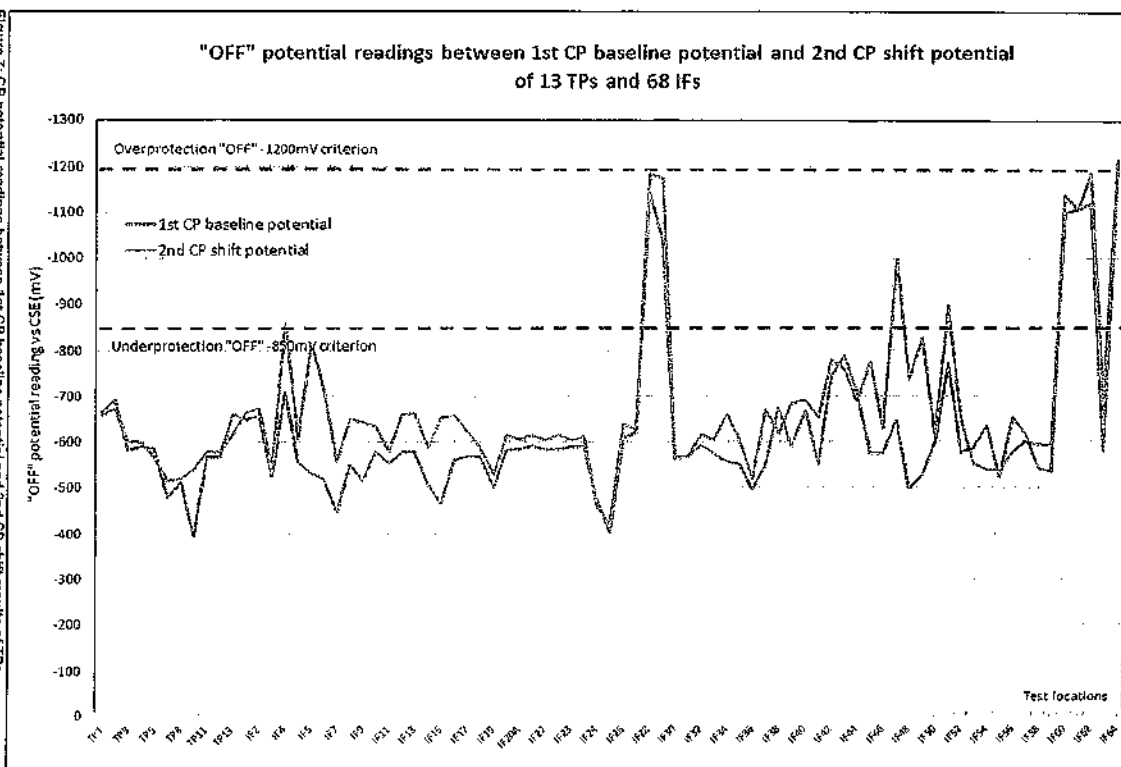
The possible root causes are:

- 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 points 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 5 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:

$$I_{req} = [(-100mV) / (P_{sd} - P_{td})] \times I_{cdt} \quad (1)$$

$$I_{req} = [(-850 - P_{td}) / (P_{sd} - P_{td})] \times I_{cdt} \quad (2)$$

I_{req} : Current requirement (A)

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

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

P_{sd} : 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:

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

$$I_{req} = 71.4A$$

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

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

$$I_{req} = 241.4A$$

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:

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

$$I_{req} = 2.04A$$

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

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

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

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:

$$5A \times 4 = 20A \quad (7)$$

- Step 2: If it would like to achieve 300mV polarization for overall plant (3.75 times = 300mV / 80mV), the current demand:

$$20A \times 3.75 = 75A \quad (8)$$

As this 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 are not feasible to perform, the retrofit CP system should be designed for a minimum 75A output.

4.5 CP system retrofit concept

It is not practical 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 TPes/IFs are indicating protected levels.
- A new impressed current CP system is required
- 12 of 66 (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) Phase 1: Electrical Isolation and Continuity Works

- 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

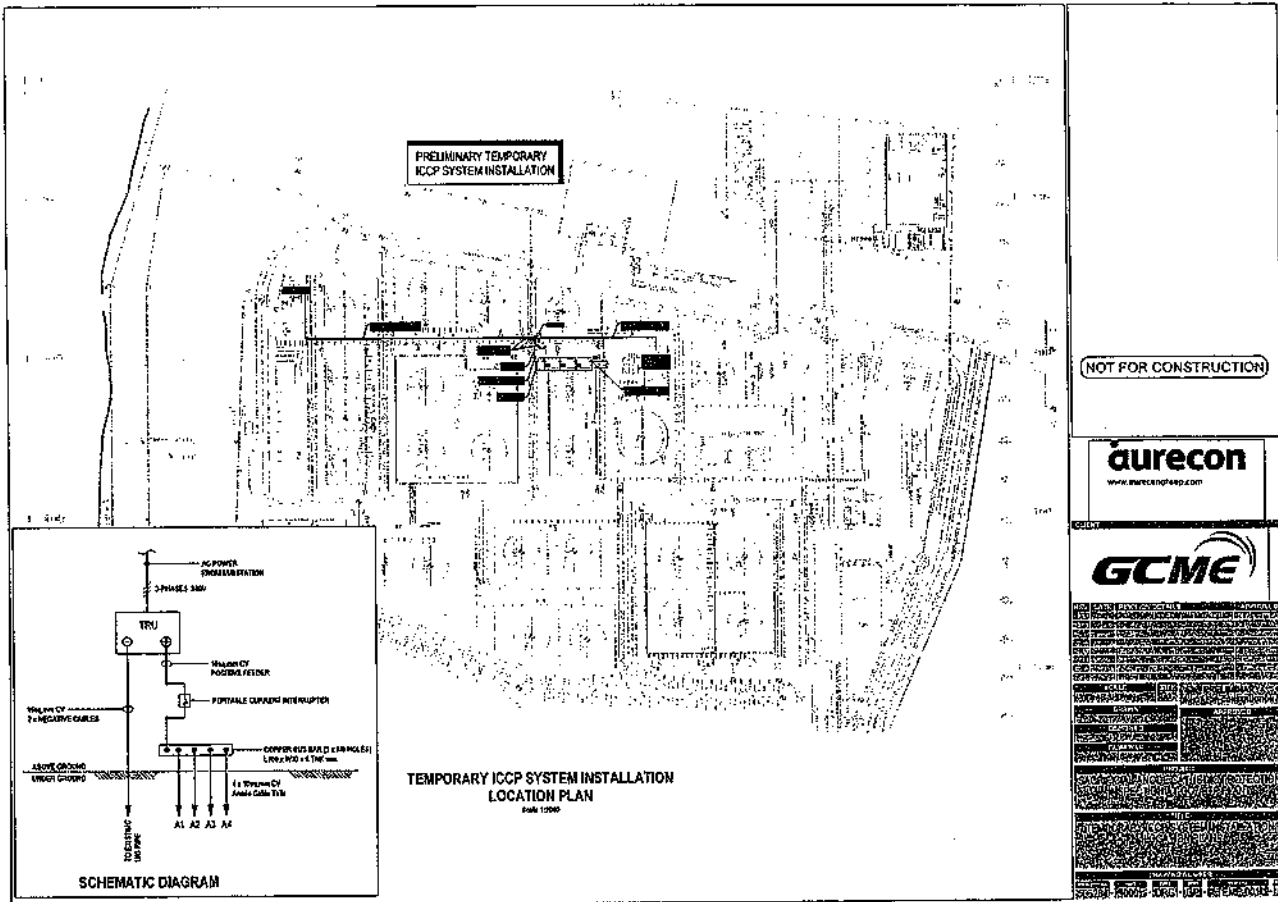
b) Phase 2: Current Drainage Test

- Perform another current drainage test after all the electrical isolation and continuity works are completed

If it is not decided 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 consistence 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
 Project no.: S06284
 Survey by: CWI, PW, SC and AV
 Equipment: Potential meter - LCA5 MC Meter, Portable Cu/CuSO4 reference electrode and Clamp meter - Amprobe LHA1A
 Appendix B: Survey Data

Location: GTF 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



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

			AC potential reading		CP potential reading		Mg anode		Visual inspection of Test post									
			AC potential (mV)	AC current (A)	"ON" potential reading (mV)	"OFF" potential reading (mV)	Achieved project criteria	Anode current output (A)	Open potential reading (mV)	Free of corrosion at surface coating (1)	Free of debris, water and dirt inside box (2)	Free of corrosion inside box (3)	Free of damage at test post (4)	Box lid was not disappeared (5)	Permanent tag label installed at cables (6)	Monitoring test hole was provided (7)		
TP1 / TPC	PW	Refer to Drawing no. S06284-CP-001	0	0.00	-792	-667	X	N/A	-1307	N/A	✓	N/A	✓	N/A	X	X	-	
TP2 / TPC	PW																	
TP3 / TPC	PW		34	0.01	-566	-580	X	0.03	-505	N/A	✓	N/A	✓	N/A	X	X	-	
TP4 / TPC	PW																	
TP5 / TP 1 APEX	PW		0	0.00	-684	-585	X	0.05	-1300	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	No dust seal inside box
TP6 / TP 2 APEX	PW																	
TP7 / TP 3 APEX	PW		0	0.00	N/A	N/A	X	N/A	N/A	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	Probably, cable has been cut
TP8 / TP 4 APEX	PW																	
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
TP10 / TP 6 APEX	PW																	
TP11 / IPS1	PW		0	0.00	-779	-566	X	0.01	-666	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	X	-
TP12 / IPS2	PW																	
TP13 / EDC	EDC		0	0.00	-839	-661	X	N/A	-1548	✓	X	X	✓	✓	X	X	-	

Notes

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

2. Where a "X" is shown in above visual inspection table refer to recommendation work in table below.

Recommendation works for minor defect from visual inspection

No.	Defect	Recommendation	Action
1	Corrosion 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	Corrosion inside box	Dust seal at cable conduit was not completely sealed or damaged by time	Clean to remove all dirt and install dust seal at cable entry hole inside test post
3	Box lid was not disappeared	Lost due to mechanical interference	Install new box lid
4	Monitoring test hole at test post	Not be designed to install	Install monitoring test hole for consistency of future repainting

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 601
 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		Sparking gap installed	Free of damage or corrosion			
												Flanges	Bolt and nut		Flange	Bolt and nut		Sparking gap
IF23	FW	10	Refer to Drawing no.SUS384-CF-0001	0	-583	-583	0	-588	-588	X	Shorted	100%	-	✓	✓	✓	✓	-
IF24	FW	1																
IF24	Treated water	2		53	-489	-489	53	-475	-475	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	Gasket is wider than IF diameter
IF25	Unknown	2																
IF26	FW	2		0	-599	-599	0	-608	-608	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF27	FW	12																
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	-566	X	Isolated	-	-	✓	X	X	X	-
IF31	FW	12																
IF32	FW	10		0	-638	-638	0	-590	-590	X	Shorted	100%	-	✓	X	✓	✓	Installed at low level position
IF33	FW	10																
IF34	FW	3		0	-553	-553	0	-554	-554	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF35	FW	12																
IF36	FW	12		25	-509	-509	0	-493	-493	X	Isolated	-	-	✓	X	X	X	-
IF37	FW	6																
IF38	FW	12		0	-673	-673	0	-673	-673	X	Shorted	100%	-	✓	X	X	X	-
IF39	FW	12																
IF40	FW	6		0	-374	-374	0	-666	-666	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF41	FW	12																
IF42	FW	12	0	N/A	N/A	0	-501	-745	X	Isolated	-	-	✓	X	X	X	-	
IF43	FW	12																
IF44	FW	12	0	-620	-557	0	-622	-703	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-	
IF45	FW	12																
IF46	FW	12	0	-689	-624	0	-587	-575	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-	

Refer to Drawing no. 506284-CP-001

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 601
 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



				IF checker testing					Visual inspection								
				A/G flange			U/G flange		Electrical isolation	% Shorted at			Sparking gap installed	Free of damage or corrosion			
				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			Flanges	Bolt and nut	Flange	Bolt and nut
IF1	FW	6	30	-648	-648	30	-648	-648	X	Isolated	-	-	X	✓	X	N/A	Blind flange
IF2	FW	4	48	-525	-525	48	-525	-525	X	Isolated	-	-	X	X	✓	N/A	Blind flange
IF3	FW	6	0	-553	-553	0	-554	-554	X	Isolated	-	-	✓	X	✓	✓	Blind flange
IF4A	FW	12	0	-553	-553	0	-554	-554	X	Isolated	-	-	✓	X	✓	✓	-
IF5	FW	4	0	-521	-521	0	-521	-519	X	Isolated	-	-	✓	X	X	X	Installed at low level position
IF6	FW	6	0	-551	-551	0	-551	-551	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	Installed at low level position
IF8	FW	6	0	-551	-551	0	-551	-551	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF9	FW	10	24	-582	-582	24	-579	-579	X	Isolated	-	-	X	X	X	N/A	Installed at low level position
IF10	FW	6	0	-581	-581	0	-576	-576	X	Isolated	-	-	✓	X	✓	✓	Installed at low level position
IF11	FW	10	0	-506	-506	0	-507	-507	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Installed at low level position
IF12	FW	4	0	-559	-559	0	-559	-559	X	Isolated	-	-	✓	X	✓	X	-
IF16	FW	4	0	-573	-566	0	-575	-566	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF17	FW	12	0	-575	-575	0	-582	-582	X	Isolated	-	-	✓	✓	✓	✓	-
IF18	FW	10	0	-583	-583	0	-591	-591	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-
IF21	Treated water	3	0	-578	-578	0	-583	-583	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-
IF22A	FW	3															

Refer to Drawing no. 506284-CP-001

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

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



Station	Depth (m)	Soil resistivity (ohm.m)	Soil resistivity (ohm.m)	Soil resistivity (ohm.m)	Soil resistivity (ohm.m)	Soil resistivity (ohm.m)	Soil resistivity (ohm.m)	Soil resistivity (ohm.m)	Soil resistivity (ohm.m)	Soil resistivity (ohm.m)	Soil resistivity (ohm.m)	Remarks
1 T6945A	1.00	954.00	2224.25	0.00	-	-	0m	to	1m	2224.25		Sand area
	2.00	88.20	1108.35	0.01	0.01	117.47	1m	to	2m	738.07		
	3.00	87.80	712.51	0.03	0.02	66.15	2m	to	3m	415.63		
	4.00	16.80	422.23	0.06	0.03	30.24	3m	to	4m	190.00		
	5.00	7.30	229.34	0.14	0.08	12.91	4m	to	5m	81.11		
	10.00	-	-	-	-	-	5m	to	10m	N/A		
	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	67.36	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		
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		
	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 AV Date of survey: 3-6 July 2019
 Equipment: Potential meter - LC4.5 MC Miller, Portable Cu/CuSO4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 601
 Appendix B : Survey Data
 Table 2 : Insulation flange (IF) testing, visual inspection findings and 1st CP Potential reading

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



Station	Material	Thickness (mm)	A/G flange							U/G flange		Achieved project criteria	IF-checker testing		Visual inspection			Remarks	
			AC potential (mV)			ON* CP Potential (mV)			OFF* CP Potential (mV)				Electrical Isolation	N Shorted at Flanges	Bolt and nut	Sparkling gap installed	Free of damage or corrosion		
			AC potential (mV)	ON* CP Potential (mV)	OFF* CP Potential (mV)	AC potential (mV)	ON* CP Potential (mV)	OFF* CP Potential (mV)	Flange	Bolt and nut	Sparkling gap								
IF47	PW	12	0	-796	-496	0	-497	-497	X	Shorted	100%	-	✓	X	X	X	Installed at low level position		
IF48	PW	12	0	-796	-496	0	-497	-497	X	Shorted	100%	-	✓	X	X	X	Installed at low level position		
IF49	PW	4	0	-596	-596	39	-598	-598	X	Isolated	-	-	✓	✓	X	✓	Pond or flooding location		
IF50	PW	4	0	-596	-596	39	-598	-598	X	Isolated	-	-	✓	✓	X	✓	Pond or flooding location		
IF51	PW	10	0	-577	-577	42	-577	-577	X	Shorted	100%	-	✓	X	X	N/A	No insulation washer installation		
IF52	PW	16	0	-577	-577	42	-577	-577	X	Shorted	100%	-	✓	X	X	N/A	No insulation washer installation		
IF53	Air	2	0	-576	-576	30	-634	-634	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Gasket type is Not full face type E		
IF54	Air	2	0	-576	-576	30	-634	-634	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Gasket type is Not full face type E		
IF55	Unknown	6	0	-611	-611	0	-653	-653	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-		
IF56	Air	2	0	-611	-611	0	-653	-653	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-		
IF57	Air	2	0	-611	-611	0	-653	-653	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-		
IF58	Propylene	4	0	-531	-531	0	-541	-541	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-		
IF59	EDC	4	0	-531	-531	0	-541	-541	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-		
IF60	Propylene	4	0	-1057	-1057	0	-1140	-1140	✓	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Air gap is at flange gasket		
IF61	Butene-1	3	0	-1099	-1099	0	-1086	-1086	✓	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	-		
IF62	EDC	4	0	-1109	-1109	0	-1086	-1086	✓	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Installed at low level position		
IF63	EDC	4	0	-1109	-1109	0	-1086	-1086	✓	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Installed at low level position		
IF64	Ethylene	8	40	-1117	-1116	35	-1220	-1218	X	Isolated	-	-	✓	X	X	✓	Air gap is at flange gasket		

Refer to Drawing no.S0638-CP-001

Refer to Drawing no. S06284-CP-001



Client: GCME Location: BTF plant, Rayong
 Project no.: S06284 Weather Condition: Date of survey:
 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 601
 Appendix A: Survey Data
 Table 5: CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of IFs

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



			A/G flange			U/S flange			2nd survey						
			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)	
IF1	FW	6	30	-548	-648	30	-648	-648	46	-714	-704	46	-674	-664	-
IF3	FW	6	48	-525	-525	48	-525	-525	86	-375	-363	86	-522	-540	-
IF4A	FW	12	0	-553	-553	0	-554	-554	0	-615	-606	0	-628	-607	-
IF6	FW	6	0	-521	-521	0	-521	-519	0	-734	-716	66	-743	-713	-
IF8	FW	6	0	-551	-551	0	-551	-551	0	-469	-640	43	-665	-650	-
IF10	FW	6	24	-582	-582	24	-579	-579	68	-590	-649	68	-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	-591	52	-607	-587	-
IF16	FW	4	0	-559	-559	0	-559	-559	46	-686	-657	46	-667	-657	-
IF18	FW	4	0	-573	-566	0	-575	-566	0	-585	-585	42	-597	-588	-
IF20	FW	10	0	-575	-575	0	-582	-582	25	-600	-600	51	-620	-613	-
IF22	Treated water	3	0	-583	-583	0	-591	-591	0	-596	-598	32	-620	-613	-
IF22A	FW	1	0	-578	-578	0	-583	-583	22	-509	-609	56	-623	-614	-

Client: GCME Location: BTF plant, Rayong
 Project no.: S06284 Weather Condition: Hot
 Survey by: CW, PW, SC and AV Date of survey: 19-Aug-19
 Equipment: Potential meter - LC4.5 MC Miller and Portable Cu/CuSO4 reference electrode
 Appendix B: Survey Data

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

Table 4: CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of TPs

Station ID	Pipe	AC Power		CP potential reading				Notes	Remarks
		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	-	-
TP2	FW	0	11	-97	-63	-85	-	-	-
TP3	FW	34	41	-566	-580	-602	-599	-	-
TP4	FW	0	0	-59	-13	-50	-	-	-
TP5	FW	0	23	-664	-585	-576	-567	-	-
TP6	FW	0	0	-85	-80	-	-	-	-
TP7	FW	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-	-
TP8	FW	0	0	-50	-50	-	-	-	-
TP9	FW	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-	-
TP10	FW	0	0	-50	-50	-	-	-	-
TP11	FW	0	39	-575	-565	-588	-579	-	-
TP12	FW	0	0	-59	-	-	-	-	-
TP13	EDC	0	0	-839	-661	-617	-617	-	Not electrically continue to main FW pipe

Client: GCME
 Project no.: S06284
 Survey by: CW, PW, SC and AV
 Equipment: Potential meter - LCA 5 MC Miller and Portable Cu/CuSO4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 601
 Appendix A: Survey Data
 Table S: CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of IFS

Location: BTF plant, Rayong

Weather Condition:

Date of survey:

Potential meter - LCA 5 MC Miller and Portable Cu/CuSO4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 601

Survey Data

CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of IFS

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



			1st survey						2nd survey						
			A/G flange			U/G flange			A/G flange			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	12	0	-796	-496	0	-497	-497	53	-860	-746	-51	-860	-739	
IF49	FW	12	0	-796	-496	0	-497	-497	53	-860	-746	-51	-860	-739	
IF50	FW	4	0	-596	-596	39	-598	-598	0	-613	-613	-69	-624	-615	
IF51	FW	12	0	-577	-577	41	-577	-577	258	-650	-650	-258	-650	-650	Not electrically continue to main FW pipelines
IF52	FW	16	52	-577	-577	42	-577	-577	258	-650	-650	-258	-650	-650	
IF53	FW	12	0	-576	-576	30	-634	-634	0	-576	-577	36	-539	-539	Not electrically continue to main FW pipelines
IF54	Air	2	0	-576	-576	30	-634	-634	0	-576	-577	36	-539	-539	Not electrically continue to main FW pipelines
IF55	FW	12	0	-611	-611	0	-653	-653	52	-630	-630	80	-577	-577	Not electrically continue to main FW pipelines
IF56	Air	2	0	-611	-611	0	-653	-653	52	-630	-630	80	-577	-577	
IF57	FW	12	0	-531	-531	0	-541	-541	49	-578	-577	245	-600	-594	
IF58	Propylene	4	0	-531	-531	0	-541	-541	49	-578	-577	245	-600	-594	
IF59	FW	12	0	-1057	-1057	0	-1140	-1140	35	-1032	-1035	245	-1095	-1092	
IF60	Propylene	4	0	-1057	-1057	0	-1140	-1140	35	-1032	-1035	245	-1095	-1092	
IF61	FW	12	0	-1109	-1109	0	-1086	-1086	0	-1142	-1142	0	-1124	-1120	
IF62	EDC	4	0	-1109	-1109	0	-1086	-1086	0	-1142	-1142	0	-1124	-1120	
IF63	FW	12	0	-1117	-1116	35	-1220	-1216	30	-1127	-1130	300	-1205	-1204	
IF64	Ethylene	8	40	-1117	-1116	35	-1220	-1216	30	-1127	-1130	300	-1205	-1204	

Client: GCME
 Project no.: S06284
 Survey by: CW, PW, SC and AV
 Equipment: Potential meter - LCA 5 MC Miller and Portable Cu/CuSO4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 601
 Appendix A: Survey Data
 Table S: CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of IFS

Location: BTF plant, Rayong

Weather Condition:

Date of survey:

Potential meter - LCA 5 MC Miller and Portable Cu/CuSO4 reference electrode and IF Checker M.C. Miller Model 601

Survey Data

CP potential readings between 1st CP baseline potential and 2nd CP shift results of IFS

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

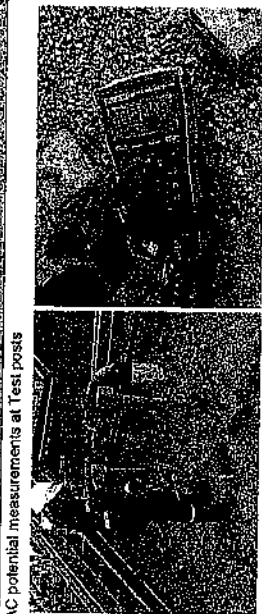


			1st survey						2nd survey						
			A/G flange			U/G flange			A/G flange			U/G flange			
			AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	AC potential (mV)	"ON" CP Potential (mV)	"OFF" CP Potential (mV)	
IF23	FW	10	0	-583	-583	0	-588	-588	24	-596	-596	49	-612	-609	
IF24	Treated water	2	53	-489	-489	53	-475	-475	0	-483	-483	89	-461	-461	Not electrically continue to main FW pipelines
IF25	Drinking water	2	53	-489	-489	53	-475	-475	0	-483	-483	89	-461	-461	Not electrically continue to main FW pipelines
IF26	FW	2	0	-599	-599	0	-608	-608	27	-629	-629	52	-647	-639	
IF27	FW	12	0	-599	-599	0	-608	-608	27	-629	-629	52	-647	-639	
IF28	FW	12	0	-1176	-1176	0	-1185	-1185	20	-1132	-1135	24	-1149	-1143	
IF29	FW	12	0	-570	-570	0	-576	-576	0	-552	-552	37	-567	-569	
IF30	FW	12	0	-570	-570	0	-576	-576	0	-552	-552	37	-567	-569	
IF31	FW	12	0	-638	-638	0	-590	-590	0	-613	-613	41	-623	-615	
IF32	FW	10	0	-638	-638	0	-590	-590	0	-613	-613	41	-623	-615	
IF33	FW	12	0	-553	-553	0	-554	-554	0	-660	-660	46	-669	-659	
IF34	FW	3	0	-553	-553	0	-554	-554	0	-660	-660	46	-669	-659	
IF35	FW	12	25	-509	-509	0	-493	-493	20	-522	-529	21	-522	-519	
IF36	FW	12	0	-673	-673	0	-673	-673	93	-625	-612	98	-628	-615	
IF37	FW	12	0	-673	-673	0	-673	-673	93	-625	-612	98	-628	-615	
IF38	FW	12	0	-673	-673	0	-673	-673	93	-625	-612	98	-628	-615	
IF39	FW	12	0	-673	-673	0	-673	-673	93	-625	-612	98	-628	-615	
IF40	FW	8	0	-374	-374	0	-666	-666	85	-706	-695	83	-693	-690	
IF41	FW	12	0	-680	-680	0	-681	-681	0	-677	-677	0	-790	-779	
IF42	FW	12	0	N/A	N/A	0	-901	-743	30	-704	-685	0	-790	-779	
IF43	FW	12	0	N/A	N/A	0	-901	-743	30	-704	-685	0	-790	-779	
IF44	FW	12	0	-620	-557	0	-822	-703	0	-770	-685	119	-770	-685	
IF45	FW	12	0	-689	-624	0	-587	-575	104	-593	-624	113	-725	-625	
IF46	FW	12	0	-689	-624	0	-587	-575	104	-593	-624	113	-725	-625	

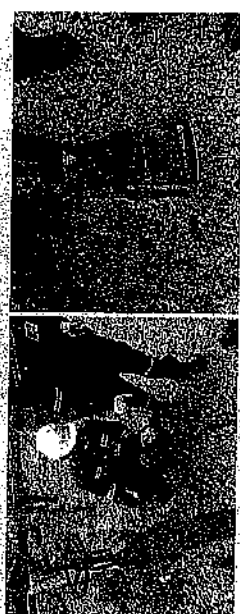
Photographic record

1 AC potential measurements

1 AC potential measurements at Test posts



2 AC potential measurements at Insulating flanges

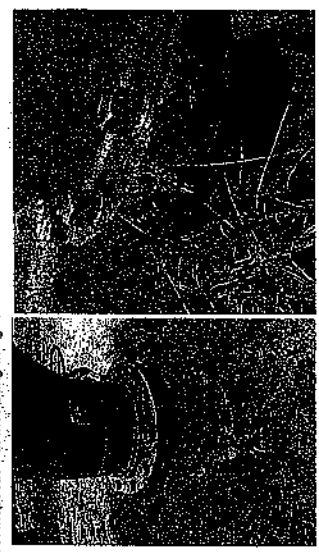


Visual inspection

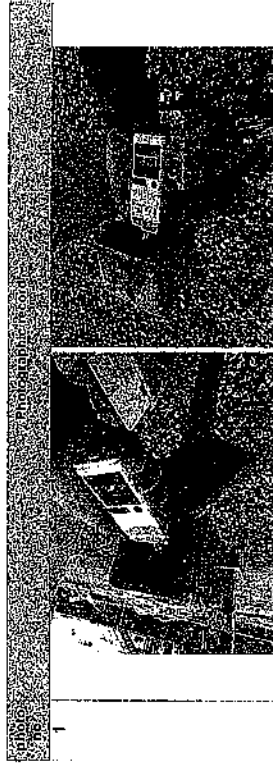
1 Visual inspection at Test posts



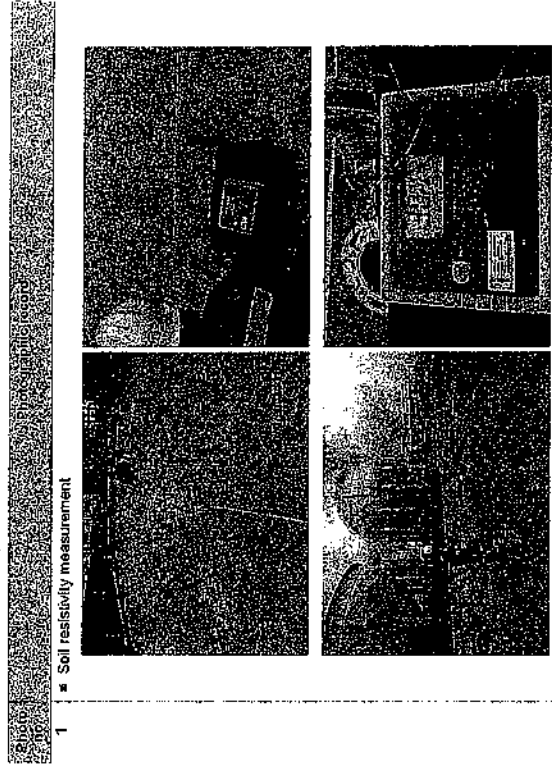
2 Visual inspection at Insulating flanges



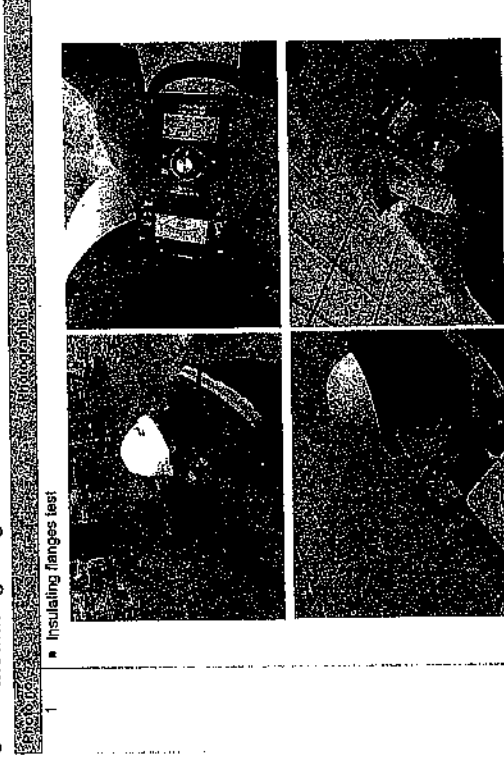
3 Current output measurements



4 Soil resistivity measurement

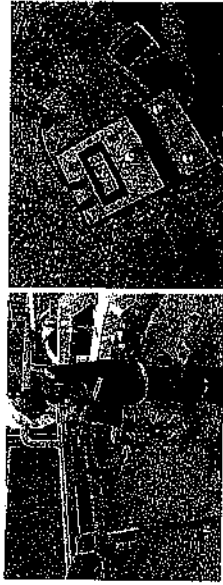


5 Insulating flanges test

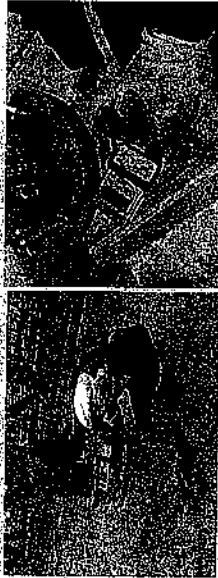


6 CP potential reading - 1st Potential reading base line potential

1 CP potential reading at Test posts

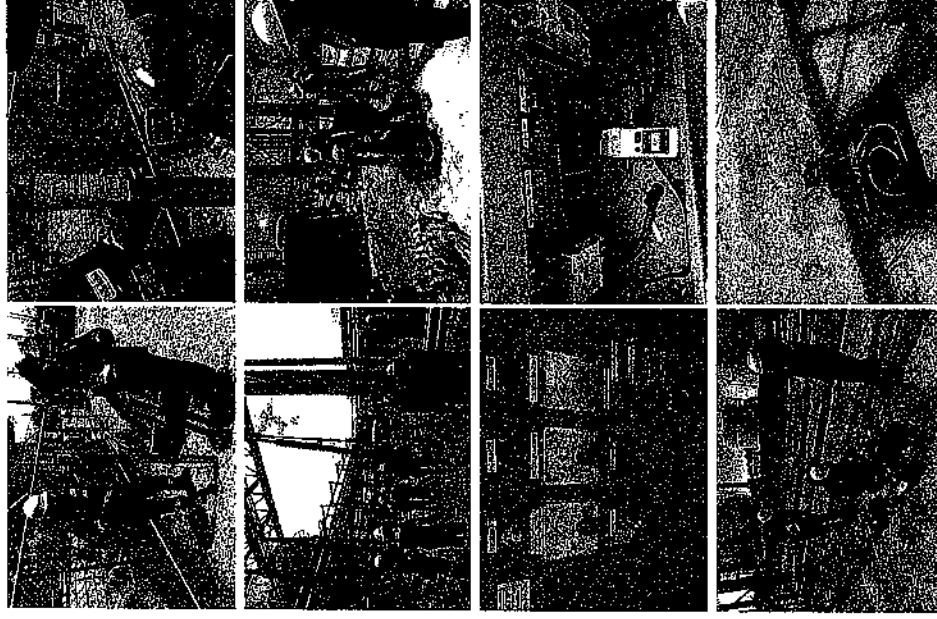


2 CP potential reading at Insulating flange



7 Current drainage test (CDT)

1 Current drainage test (CDT), temporary ICCP system installation

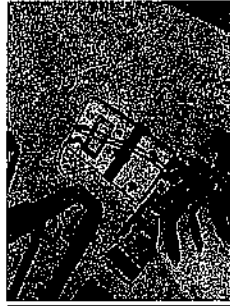




8 CP potential reading - 2nd Potential reading from CDT test

Photo no. 1 Colour photo record

- 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

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.

[illegible]

➤ 29 ข

เอกสารตัวอย่างตรวจสอบอุปกรณ์ป้องกัน
และระดับอัคคีภัยและอุปกรณ์เตือนภัยของโครงการ





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

กองกลางกรุงเทพ ถนนสีลม 55/1 อาคารเอ็มโพเรียม (ตึก 1) ชั้น 15 ถนนสีลม แขวงคลองเตย เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทร. 0-2265-4110 โทรสาร 0-2265-4110 แฟกซ์ 0-2265-4110
BANGKOK OFFICE 55/1 Empire Complex, Building A 15th Floor, Vibhavadi Rangsit Road Chulalongkorn Bangkok 10960 Thailand Tel. : +66(0) 2265-4110 Fax : +66(0) 2265-4110

ที่ NPC 2457 / 2565

4 มกราคม 2566

เรื่อง รายงานการปฏิบัติงานบริการศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน ประจำเดือน ธันวาคม 2565
เรียน คุณชัชวาล ดวงประเสริฐ

อ้างถึง 1. ข้อเสนอขอรับการควบคุมภาวะฉุกเฉิน สำหรับบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา 7
ทำเนียบเรือและคลังสินค้าที่ส่งมอบให้บริการ SO.190904070

ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน บริษัท เอ็นพีซี เซฟตี้ แอนด์ เอ็นไวรอนเมทัล เซอร์วิส จำกัด ขอ
นำเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติงานการให้บริการศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน และผลการตรวจจุด
อุปกรณ์ดับเพลิงประจำเดือน ธันวาคม 2565

ทั้งนี้ ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน ได้ทำการสรุปผลการตรวจจุดอุปกรณ์การดับเพลิงต่างๆ ที่
เกี่ยวข้องข้างรายละเอียดเอกสารแนบ

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ

ขอแสดงความนับถือ

(นายพิทักษ์ ไหวใจ)

ผู้จัดการศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน

ศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน

038-977799

HEAD OFFICE
55/1 Emsy Complex, Building A 15th Floor, Vibhavadi Rangsit
Road Chulalongkorn Bangkok 10960, Thailand
TEL +66(0) 2265-4110 Fax: +66 (0) 2265-4038

RAYONG
209 Pakorn Songkhro Road, Tambon Nong Tai Phu
Amphur Muang Rayong, Rayong 21150, Thailand
TEL : +66 (0) 3697-7777 FAX : +66 (0) 3897-7701

STANDARD • SOLUTION • PROFESSION

www.npc-se.co.th

รายงานผลการปฏิบัติงาน

การให้บริการควบคุมภาวะฉุกเฉิน (Emergency Control Center)

ประจำเดือน ธันวาคม 2565

สำหรับ

บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
สาขาที่ 7 สาขาท่าเทียบเรือและคลังผลิตปิโตรเคมี

สัญญาให้บริการเลขที่ SVO.190904070

จัดทำโดย



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

สารบัญ

เรื่อง	หน้า
สารบัญ	2
1. ข้อมูลการตรวจสอบและทดสอบอุปกรณ์ดับเพลิง	3
1.1 ตารางแสดงจำนวนอุปกรณ์ดับเพลิง GC-7	3
1.2 ตารางแสดงผลการตรวจอุปกรณ์ดับเพลิง GC-7 เดือน ธันวาคม 2565	4
1.3 กราฟแสดงความพร้อมอุปกรณ์ดับเพลิงในเดือน ธันวาคม 2565	5
1.4 การติดตามการแก้ไขอุปกรณ์ดับเพลิง	6
2. ข้อมูลการซ้อมแผน 3 จุดเงิน	8
3. ข้อมูลการเตรียมความพร้อมพนักงานดับเพลิง	8
3.1 พนักงานประจำศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน	8
3.2 แผนการอบรมประจำปี 2565	9
3.3 ข้อมูลการอบรมภายในกะ ประจำศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน	9
4. ข้อมูลการเตรียมความพร้อมรถดับเพลิงและอุปกรณ์ฉุกเฉิน ประจำศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน	10
4.1 ข้อมูลรถดับเพลิง	10
4.2 สรุปผลการตรวจสอบความพร้อมของอุปกรณ์สื่อสารประจำเดือน ธันวาคม 2565	11
4.3 สรุปข้อมูลอุปกรณ์ ชุดดับเพลิง และ SCBA	11
5. เอกสารแนบ	12
เอกสารแนบ 1 แผนการตรวจอุปกรณ์ดับเพลิงประจำปี 2565	13
เอกสารแนบ 2 แบบฟอร์มผลการตรวจอุปกรณ์ดับเพลิงประจำเดือน ธันวาคม 2565	13

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	จำนวนอุปกรณ์ได้เพลิงแบ่งตามพื้นที่			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

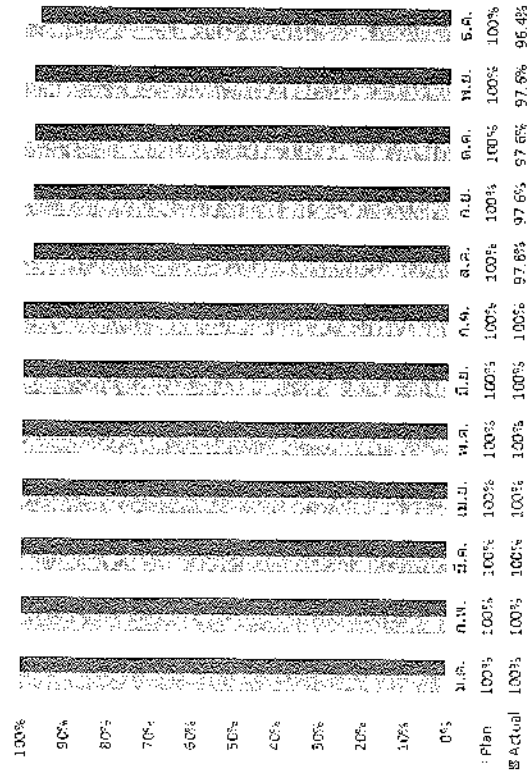
1.2 สรุปผลการตรวจสอบอุปกรณ์ดับเพลิง

ตารางที่ 2 แสดงผลการตรวจสอบอุปกรณ์ดับเพลิงประจำพื้นที่ GC-7

ลำดับ	อุปกรณ์	ผลการตรวจ				ข้อมูลพื้นฐาน (กรณีอุปกรณ์มีชุด)			
		จำนวน	พร้อมใช้งาน (จำนวน)	ไม่พร้อมใช้งาน (จำนวน)	พร้อมใช้งาน (%)	ประเภทอุปกรณ์	ประจำพื้นที่	วันที่ตรวจ	วันที่ส่งตรวจ
1	Dry Chemical	82	81	1	98.8	Jetty2	D-5712		
2	CO2 Portable	27	27	0	100				
3	Wheel Dry	8	8	0	100				
4	Hydrant (HT)	27	27	0	100				
5	Hydrant Monitor (HTM)	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	Few Break	69	69	0	100				
11	Glass	3	3	0	100				
12	Mobile Foam	3	3	0	100				
13	Foam Storage	3	3	0	100				
14	Tank	3	3	0	100				
15	Foam Bladder	25	25	0	100				
16	Deluge Valve	47	47	0	100				
17	Water Spray	47	47	0	100				

ลำดับ	อุปกรณ์	ผลการตรวจ				ข้อมูลพื้นฐาน (กรณีอุปกรณ์มีชุด)			
		จำนวน	พร้อมใช้งาน (จำนวน)	ไม่พร้อมใช้งาน (จำนวน)	พร้อมใช้งาน (%)	ประเภทอุปกรณ์	ประจำพื้นที่	วันที่ตรวจ	วันที่ส่งตรวจ
16	SCBA	12	8	4	66.7	Jetty	01.02.03.04		
17	Fire Protection Clothing	12	2	10	16.7	BTF	5.1A		
18	Emergency Escape	2	2	0	100				
19	Fire Blanket	3	3	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	398	15	96.4				

1.3 กราฟแสดงความพร้อมอุปกรณ์ดับเพลิงในเดือน มกราคม - ธันวาคม 2565



1.4 การติดตามผลการดำเนินการแก้ไขอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นที่ GC-7 (BTF)

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

ลำดับที่	รายการอุปกรณ์ที่ชำรุด	วันที่ตรวจพบ	ผู้รับผิดชอบ	ผลการดำเนินการ
4	Hydrant With Monitor			
4.1	- 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 ฐานเป็นสนิม	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
5	Fixed Monitor			
5.1	- WMT-06 Monitor valve passing	6 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
6	Hydrant			
6.1	- 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	Deluge Valve			
7.1	- DV-TL-01 Deluge valve passing (ปิด Main valve ไข) อุปกรณ์ไม่ได้ใช้งานได้	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
8	SCBA			
8.1	- SCBA-01, 02, 06 แรงดันอากาศต่ำกว่าเกณฑ์ ควรส่ง Refill	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
9	ชุดดับเพลิง			
9.1	- ชุดดับเพลิงสำรองหมายเลข 4 ชุด (เสื้อ, กางเกง, รองเท้า)	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
10	Wheel Dry			
10.1	- WD-001 ถึงเป็นสนิม และรถจอดชำรุด	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
10.2	- WD-004 ถึงเป็นสนิม และรถจอดชำรุด	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
10.3	- WD-006 ฐานเป็นสนิม	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	

1.5 การติดตามผลการดำเนินการตามข้อกำหนดการปฏิบัติงานที่ GC-7 (Jetty)

ลำดับที่	รายการอุปกรณ์ที่ชำรุด	วันที่ตรวจพบ	ผู้รับผิดชอบ	ผลการดำเนินการ
1	CO2 Portable			
1.1	- ถังหมวยเลอ J1-CO-03 สายชี้แก๊สขาด	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2	Dry Chemical (Cartridge operate)			
2.1	- ถังหมวยเลอ D-140 ประจุตัวปิดยา	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2.2	- ถังหมวยเลอ D-143 ประจุตัวชำรุด	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2.3	- ถังหมวยเลอ D-146 ตัวเป็นสนิม	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2.4	- ถังหมวยเลอ D-149 ตัวได้งัดตัวเพลิงไม่ได้ติดตัวกับพื้น	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
2.5	- ถังหมวยเลอ D-6712 เลื่อนรอกพา (ถังเป็นสนิม)	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
3	Manual Fire Alarm Station			
3.1	- BGM-748 ป้ายสัญญาณชำรุด	7 ก.ค. 65	Q-SH-CM	
4	Fire Hose Box			
4.1	- J1-HB-05 ไม่พบประแจ F	14 พ.ย. 65	Q-SH-CM	
4.2	- J2-HB-02 ไม่พบ Reducer 1 ตัว	14 พ.ย. 65	Q-SH-CM	
5	Hydrant			
5.1	- J1-HT-02 ข้อต่อทางจ่ายน้ำชำรุดเสียหาย	6 ก.ย. 65	Q-SH-CM	
5.2	- J2-HT-01 ข้อต่อทางจ่ายน้ำชำรุดเสียหาย 2 ด้าน	6 ก.ย. 65	Q-SH-CM	
5.3	- J2-HT-02 ข้อต่อทางจ่ายน้ำชำรุดเสียหาย 1 ด้าน	6 ก.ย. 65	Q-SH-CM	
6	Wheel Dry			
6.1	- WD-001 คันดันไม่ตรงเป็นสนิม และไม่มีลูกดันถึง	24 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
7	SCBA			
7.1	- SCBA-06 ตรวจพบ LDV Stop air ไม่ได้	24 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
7.2	- SCBA-01, 02, 03, 04 Head strap ชำรุด	1 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
8	ชุดดับเพลิง			
8.1	- ชุดดับเพลิงสำรองที่ 6 ชุด (เสื้อ, กางเกง, รองเท้า)	24 ธ.ค. 65	Q-SH-CM	
9	Inergen System			
9.1	- ถัง Inergen ชุด Reserve แรงดันต่ำกว่าเกณฑ์ จำนวน 1 ถัง	14 พ.ย. 65	Q-SH-CM	

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

2. ข้อมูลการซ่อมแซม วัสดุ อุปกรณ์

ลำดับ	สถานที่	ระดับ	วันที่	หมายเหตุ
1	สาร Butene-1 รั่วไหล และอุปกรณ์ไฟ	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 6 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 PE	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 GGC2	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													ยกเลิกการอบรม
2	Confine Space & Rescue													วางแผนอบรม
3	Rope and Rescue													ยกเลิกการอบรม
4	Advance Industrial Fire Fighting													ยกเลิกการอบรม
5	Advance Enclosure Fire													วางแผนอบรม
6	First Aid													ยกเลิกการอบรม
7	Chemical spill control (Hazmat)													วางแผนอบรม
8	Operate Fire Truck and Fire Pump													ยกเลิกการอบรม
9	Foam and Technical													Completed
10	Fire Alarm Systems													Completed
11	กฎหมาย และมาตรฐานด้านการป้องกันและระงับอัคคีภัย													Completed
12	Performance Test All Subject													Completed

3.3 ข้อมูลการอบรมภายใน ประจำปีศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน

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

4. การเตรียมความพร้อมรถดับเพลิงและอุปกรณ์ฉุกเฉิน ประจำศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉิน

4.1 ข้อมูลรถดับเพลิง

ลำดับ	ชื่อรถดับเพลิง	ประจำสถานี	ประเภทรถ	ปริมาณสารดับเพลิง		หมายเหตุ
				น้ำ	โฟม / F500	
1	คองคา	PTT GC-2	Foam Truck	-	4,900 ลิตร	พร้อมใช้งาน
2	อีคิฟาย	PTT GC-2	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	พร้อมใช้งาน
3	จกธพร	PTT GC-3	Foam Truck	-	5,678 ลิตร	พร้อมใช้งาน
4	สายวาฮิน	PTT GC-3	Water Truck	3,000 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
5	FT-1	PTT GC-4	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	พร้อมใช้งาน
6	FT-2	PTT GC-4	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	พร้อมใช้งาน
7	FT-3	PTT GC-5	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	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	จันทนร	PTT GC-11	Foam Truck	-	5,678 ลิตร	พร้อมใช้งาน
17	จลศพร	PTT GC-11	Water Truck	5,678 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
18	จลสชัย	PTT AC	Foam Truck	-	4,900 ลิตร	พร้อมใช้งาน
19	สินสมุทร	Dow AIE	Foam Truck	-	5,678 ลิตร	พร้อมใช้งาน
20	พินิจ	ECC	Foam Truck	-	3,785 ลิตร	พร้อมใช้งาน
21	หย่นา	ECC	รถน้ำโด	-	2,000 ลิตร	พร้อมใช้งาน
22	ดับเพลิงกู้ภัย	ECC	ดับเพลิงกู้ภัย	4,500 ลิตร	1,500 ลิตร	พร้อมใช้งาน
23	Water Tank	ECC	Water Truck	7,000 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
24	จตุสสาร	Glow	Water Truck	12,000 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน

ลำดับ	ชื่อรถดับเพลิง	ประจำสถานี	ประเภทรถ	ปริมาณสารดับเพลิง		หมายเหตุ
				น้ำ	โฟม / F500	
25	สินสมุทร	ECC	ดับเพลิงกู้ภัย	-	-	พร้อมใช้งาน
26	ผองเพลิง	ECC	ดับเพลิง (เล็ก)	400 ลิตร	20 ลิตร	พร้อมใช้งาน
27	รถพยาบาล	ECC	รถพยาบาล	-	-	พร้อมใช้งาน
28	MCU	ECC	ถังพดลกู้ภัย	-	-	พร้อมใช้งาน
29	Heavy Rescue	ECC	กู้ภัย	-	-	พร้อมใช้งาน
30	เนตรดาว 1	ECC	รถตรวจ	-	-	พร้อมใช้งาน
31	เนตรดาว 2	ECC	รถตรวจ	-	-	พร้อมใช้งาน
32	เนตรดาว 3	ECC	ดับเพลิง (เล็ก)	500 ลิตร	12/12 ลิตร	พร้อมใช้งาน
33	รถพ่วง	ECC	อุปกรณ์ Rescue	-	-	พร้อมใช้งาน
34	Robot#1	ECC	หุ่นยนต์ดับเพลิง	-	-	พร้อมใช้งาน
35	Robot#2	ECC	หุ่นยนต์ดับเพลิง	-	-	พร้อมใช้งาน
36	รถพ่วงพดล	GGC2	Rescue Trailer	-	1,000 ลิตร	พร้อมใช้งาน
37	เคอริโฟม	ECC	Foam Truck	-	-	พร้อมใช้งาน
38	รถพยาบาล2	ECC	รถพยาบาล	-	-	พร้อมใช้งาน
39	Trailer Robot1	ECC	บรรทุก Robot	-	-	พร้อมใช้งาน
40	Trailer Robot2	ECC	บรรทุก Robot	-	-	พร้อมใช้งาน
41	รถเข็น	ECC	รถบรรทุก 6 ล้อ	500 ลิตร	12/12 ลิตร	พร้อมใช้งาน
42	เพอร์ฟอร์	ECC	เพอร์ฟอร์	-	-	พร้อมใช้งาน
43	กู้ภัยสารเคมี	ECC	กู้ภัยสารเคมี	-	-	พร้อมใช้งาน
44	เพอร์ฟอร์	ECC	บรรทุกอุปกรณ์	-	-	พร้อมใช้งาน
45	Performance test	ECC	Performance test	-	-	พร้อมใช้งาน
46	เพอร์ฟอร์ Fire Pump 5,000 GPM	ECC	Mobile Fire Pump	-	-	พร้อมใช้งาน
47	เพอร์ฟอร์	ECC	Mobile Fire Pump	1,000 ลิตร	-	พร้อมใช้งาน
48	High Foam	ECC	Mobile Fire Pump	-	-	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	✓		
แฟกซ์ 038-687677	ห้องสื่อสาร	✓		
ระบบวิทยุสื่อสาร และระบบ Integrate สัญญาณ				
- ชุดรับฟังควบคุมระบบสื่อสาร	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	✓		
ระบบบันทึก และตรวจวัดสภาพอากาศ	ศูนย์ ECC	✓		
อุปกรณ์การกู้ภัยที่สูง	ศูนย์ ECC	✓		

SAT Number

CO2 PORTABLE (BTF) จำนวน 19 ถัง

[illegible]

บทวิเคราะห์ภาพ/ภาพนิ่ง

10/2/20

၂၀၁၈ ခုနှစ်
၂၀၁၈ ခုနှစ်
၂၀၁၈ ခုနှစ်

Рис. 1

25 24 23 22 21 20 19 18 17 16 15 14 13 12 11 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1

1105

SAP Number:

Dry Chemical Storage Pressure (BTF) จำนวน 40 ถัง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ	ผู้ตรวจ
				พบข้อบกพร่อง	ผู้ตรวจ
1	D-02	Metering	1. มี Safety Pin ที่ล็อกกับ Seal Lock หรือไม่	✓	
2	D-05	South Metering	2. สายลัดไปจุดตัวนำใกล้สถานี	✓	
3	D-06	O-FA821	3. มีที่เก็บสายลัด และสายเคเบิลกับ	✓	
4	D-07	O-FA821	มีสายลัด	✓	
5	D-09	O-FA811A	มีสายลัด	✓	
6	D-10	O-FA811A	4. ดึงสายลัดดูที่ปลายสายลัดไม่	✓	
7	D-11	O-FA811C	เป็นสายลัดและสายลัดให้ชัดเจน	✓	
8	D-12	O-FA811C	5. Gauge ที่แรงดันอยู่ใน Range	✓	
9	D-13	O-FA801D	และที่เข็ม	✓	
10	D-15	O-FA801D	6. กรวยที่เข้าที่หม้อต้มน้ำถึง	✓	
11	D-16	T-6966A	เปลี่ยนตัว	✓	
12	D-17	T-6966A	7. ป้ายต้องระบุชัดเจนตั้งแต่	✓	
13	D-18	O-FA801C	กับถาดระบายน้ำให้ชัดเจน	✓	
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 (หม้อต้มน้ำ)		✓	
21	D-40	CCB (หม้อต้มน้ำ)		✓	
22	D-41	CCB (หม้อต้มน้ำ)		✓	
23	D-42	CCB (หม้อต้มน้ำ)		✓	
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		✓	

บันทึกข้อมูลการแก้ไข

100

TABLE 1

2

2

1000

12.12

for

Jan 30, 1992



SAP Number

MANUAL FIRE ALARM STATION (BTF) จำนวน 46 ตัว

[illegible]

บันทึกด้วยเลข/สารนบุรี

ผู้ดูแลอาคาร

အသေးစား

EPS Chief

Elmhurst

—

SAP Number

MANUAL FIRE ALARM STATION (BTF) จำนวน 46 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการควบคุม	สภาพทั่วไป	ลักษณะที่พบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวอักษร)
				ปกติ	ผิดปกติ	
1	BGU-01	ข้าง SUM ท่อ	1. ระยะท่อใต้ดิน, บ่อน, ใต้	✓		
2	BGU-02	ห้องพระจันทร์	มีครบ	✓		
3	BGU-03	ข้างห้องพระจันทร์	2. สภาพภายนอกไม่มีรั่วซึม	✓		
4	BGU-04	ข้าง CCB ท่อ	และไม่มีเปื้อน	✓		
5	BGU-05	CCB	3. ป้ายสัญลักษณ์เสร็จ	✓		
6	BGU-06	CCB ท่อ	หรือป้ายใหม่ บ่งชี้ชัดเจน	✓		
7	BGU-07	SUB-6903	4. ไม่ตรงตำแหน่งหรือ	✓		
8	BGU-08	ข้าง SUB-6903	ใช้งานผิด	✓		
9	BGU-09	Flare	5. ขณะทดสอบมีสัญญาณ	✓		
10	BGU-10	Fin Fan	Alarm ส่วนที่จัดการ	✓		
11	BGU-11	T-6882	เกินถึง CCB	✓		
12	BGU-12	Compressor		✓		
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	Track Load		✓		
20	BGU-19	Measuring		✓		
21	BGU-20	สถานีให้ข้อมูล		✓		
22	BGU-21	Track Load		✓		
23	BGU-22	SURSTATION		✓		
24	BGU-23	SURSTATION		✓		
25	BGU-24	ถังร้อน		✓		
26	BGU-25	O-FA801E		✓		
27	BGU-26	O-FA801D		✓		
28	BGU-27	O-FA801C		✓		
29	BGU-28	O-FA801D		✓		

ทั้งนี้ก็อื่นๆ/การแก้ไข

กัญญาณฤตราช...

ប្រើប្រាស់ប្រភេទ

การเปลี่ยนแปลง

ERS Chief

1000



As of :09/05/65
Rev. 02



As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number

WHEELED FIRE EXTINGUISHERS (BTF) จำนวน 6 คัน

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
1	WD-001	PA-811-A	1. Nitrogen Cylinder ตรวจสอบไม่	✓	N/A	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
2	WD-002	PA-802	ถังดับเพลิง 1,500 PSI หรืออยู่ใน	✓	N/A	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
3	WD-003	Truck load	Range ที่กำหนดไว้	✓	✓	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
4	WD-004	E-5101B	ถังดับเพลิง (WDC-BTF-01, 02, 04, 06)	✓	N/A	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
5	WD-005	Compressor	2. ถัง CO ₂ ที่ถังดับเพลิง	✓	✓	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
6	WD-006	SWRO Sub.	ไม่เกิน 10% (BDC-BTF-03, 05)	✓	N/A	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
			3. Seal Nitrogen Cylinder ไม่					
			ขาด					
			4. หัวฉีดไม่อุดตัน					
			5. Hose Assembly (UL) x 15					
			M ไม่แตกขาด					
			6. Red Indicator Stem อยู่					
			ตำแหน่งที่ถูกต้อง					
			7. อุปกรณ์ไม่เสียหาย					

บันทึกข้อมูลการปฏิบัติงาน

ผู้ตรวจสอบ
วันที่ 30/10/65

ผู้ควบคุม
วันที่ 30/10/65

SAP Number

SCBA FIRE FIGHTING BTF (จำนวน 6 Set)

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
1	SCBA-01	CCB	1. ดัชนี Valve อยู่ในระดับ	✓	✓	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
2	SCBA-02	CCB	2. ระดับถังดับเพลิง 270 Bar	✓	✓	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
3	SCBA-03	CCB	3. ความดันไม่รั่วซึม	✓	✓	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
4	SCBA-04	CCB	4. หน้ากากไม่รั่วซึมเมื่อใส่	✓	✓	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
5	SCBA-05	CCB	5. สายเคเบิลอยู่ในระดับที่	✓	✓	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
6	SCBA-06	CCB	6. ระยะเวลาการใช้งาน	✓	✓	✓	ถังดับเพลิง	ถังดับเพลิง
			30 Bar หรือมี Alarm					

บันทึกข้อมูลการปฏิบัติงาน

ผู้ตรวจสอบ
วันที่ 30/10/65

ผู้ควบคุม
วันที่ 30/10/65

ผู้ควบคุม

30 12 92

PRS Chief

วันที่

SAP Number

FIRE HOSE BOX (BTF) จำนวน 11 ตู้

[illegible]

บันทึกข้อมูล/การแก้ไข

ปัจจุบันมี ๗๐...

หน้า ๑๒, ๑๓

ผู้ศึกษา

ERS Chief
30, 12, 19

SAP Number

FIRE HOSE HOUSE (BTF) จำนวน 10 ตู้

[illegible]

บันทึกข้อมูล/การแก้ไข

V

[illegible]

2

ERS Chief



SAP Number

Hydrant With Monitor (BTF) จำนวน 27 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจ	อุปกรณ์	อุปกรณ์	อุปกรณ์	ผู้ตรวจ
				ถังเก็บ	ถังเก็บ	ถังเก็บ	
1	HTM-01	ER-FAN	1. Nozzle ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
2	HTM-02	O-FA811G	2. Nozzle ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
3	HTM-03	T-6980	3. Handle Operation Level	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
4	HTM-04	V-6925	4. Handle Operation Level	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
5	HTM-05	PAN-801	5. Screw Lock Handle Control	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
6	HTM-06	T-811-A	6. Butterfly Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
7	HTM-07	O-FA 811C	7. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
8	HTM-08	O-FA801C	8. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
9	HTM-09	T-6940	9. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
10	HTM-10	Meeting	10. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
11	HTM-11	O-FA801D	11. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
12	HTM-12	T-6946B	12. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
13	HTM-13	T-801D	13. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
14	HTM-14	O-FA 811B	14. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
15	HTM-15	Meeting	15. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
16	HTM-16	Meeting	16. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
17	HTM-17	Meeting	17. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
18	HTM-18	Meeting	18. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
19	HTM-19	Meeting	19. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
20	HTM-20	Meeting	20. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
21	HTM-21	O-FA811D	21. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
22	HTM-22	T-6981	22. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
23	HTM-23	T-6981	23. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
24	HTM-24	T-6981	24. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
25	HTM-25	T-6983	25. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
26	HTM-26	T-6983	26. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ
27	HTM-27	T-6983	27. Main Valve ติดตั้งไม่ถูกต้อง	✓	✓	✓	ผู้ตรวจ

บันทึกข้อมูลการตรวจ

ผู้ตรวจ
BNS Chief
วันที่ 30 / 10 / 65

ผู้ตรวจ
BNS Chief
วันที่ 30 / 10 / 65



SAP Number

Fixed Monitor (BTF) จำนวน 17 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจ	อุปกรณ์	อุปกรณ์	ผู้ตรวจ
				ถังเก็บ	ถังเก็บ	
1	WMT-01	T-6966A	1. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
2	WMT-02	T-6966A	2. Monitor Nozzle ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
3	WMT-03	T-811-F	3. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
4	WMT-04	T-821	4. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
5	WMT-05	T-811-F	5. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
6	WMT-06	T-801F	6. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
7	WMT-07	T-801D	7. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
8	WMT-08	O-FA 801C	8. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
9	WMT-09	O-FA 801B	9. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
10	WMT-10	O-FA 801B	10. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
11	WMT-11	BTF	11. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
12	WMT-12	T-801-A	12. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
13	WMT-13	Tuck load	13. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
14	WMT-14	T-811	14. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
15	WMT-15	T-801-A	15. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
16	WMT-16	T-801-A	16. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ
17	WMT-17	P-6966B	17. Main valve ปิด	✓	✓	ผู้ตรวจ

บันทึกข้อมูลการตรวจ

ผู้ตรวจ
BNS Chief
วันที่ 30 / 10 / 65

ผู้ตรวจ
BNS Chief
วันที่ 30 / 10 / 65


SAP Number:

HYDRANT (BTF) จำนวน 22 ตัว

[illegible]

บวักักอ๋นญ/ภวแถ้ไซ

ผู้ดูแลการตรวจ
ท้าวฟ้าชุด ๓
วันที่ ๑๒/๑๒/๕๒

ផ្ទាល់ 
 BRS Chief
 ភ្នំ ៩០, ១០, ២៩

ผู้ดูแลโครงการ
นางฟ้าชุด กระ
วันที่ 1-15/5

ผู้ควบคุม.....
PRS Chief.....
วันที่ 30 / 12 / 22

SAP Number

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

[illegible]

บันทึกอีกอันกล่าววาทะ

ผู้ดูแลโครงการ
นางฟ้าชุด กระ
วันที่ 1-15/5

ผู้ควบคุม.....
PRS Chief.....
วันที่ 30 / 12 / 22

SAP Number

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

[illegible]

เป็นอีกชั้นๆ การแก้ไข

ပျို့၊လောကဒဏ္ဍ

วันที่ ๑๒, ๒๕

ผู้ควบคุมงาน ..

ERS Chief
 ၁၁/၁၀/၂၀၁၉

SAP Number:

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

[illegible]

บันทึกตัวบ่งชี้การแก้ไข

ผู้ดูแลการจราจร...

ผู้ดูแลอาคาร.
 บัณฑิต
 วันที่ ๑๒/๑๒/๕๖

អរគុណ

PRS Chief 30, 12, 22

SAP Number

Emergen System (CCB)

บันทึกชื่อ/นามสกุล

ผู้ดูแลตรวจ.....
บ้านเลขที่ ๓.....
วันที่ 1 / 12 / ๕๕

ผู้ควบคุม.....
ERS Chief.....
วันที่ 30 / 10 / ๕๕

บันทึกชื่อ/สารเคมี

ผู้บัญชาการตำรวจ
ท่าน้ำจืด ๓
วันที่

SAP Number

CO2 System Substation-6914

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานมาตรฐาน	การตรวจสอบ		ผลการตรวจสอบ	ผู้ตรวจสอบ
				ก่อนการ	หลังการ		
3.	Control Panel		3. Control Panel Power On/Off	เปิด	ปิด		
1	Switch Gear Room			เปิด	ปิด		
4.	Electric Control Head		4. Electric Control Head	เปิด	ปิด		
1	Switch Gear Room		1. Switch Gear Room	เปิด	ปิด		
5.	Manual Released		5. Manual Release	เปิด	ปิด		
1	Switch Gear Room		1. Switch Gear Room	เปิด	ปิด		
6.	Pressure Switch		6. Pressure Switch	เปิด	ปิด		
1	Switch Gear Room		1. Switch Gear Room	เปิด	ปิด		
บันทึกผลการปฏิบัติงาน							
ผู้ตรวจการ: วันที่: 11/12/25 ผู้ควบคุม: วันที่: 11/12/25							

SAP Number

CO₂ System Substation-6914

ที่	ที่	No.	สถานที่	ผลการตรวจวัด	น้ำหนัก (KG)		ผลการตรวจวัด		ถึงผลกำหนด	ผู้ตรวจวัด (ตัวประกอบ)
					น้ำหนักจริง	น้ำหนัก	น้ำหนักจริง	น้ำหนัก		
1. CO2 Cylinder Main					1. CO2 Cylinder ไม่เกิน 10% ไม่เกิน 10%					
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 ไม่เกิน 10% ไม่เกิน 10%					
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.			268.1		✓			
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

FM-200 System Substation-6914_BT

ที่	No.	สถานที่	รายละเอียดการตรวจ	Nitrogen Drive Pressure	ผลการตรวจ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1. FM200 Cylinder						
1	Main 001 A	DCS Room	1. FM200 Cylinder pressure gauge	86.0	✓	
2	Main 001 B	Battery Room	2. Main 001 B cylinder pressure gauge	86.0	✓	
3	Reserve 001	DCS Room	3. Reserve 001 cylinder pressure gauge	86.0	✓	
4	Reserve 001	Battery Room	4. Reserve 001 cylinder pressure gauge	86.0	✓	
2. Control Panel						
1	Power on		1. Control Panel Power On light	✓		
3. Electric Control Head						
1	Main-ECS-01		3. Electric Control Head gauge	Normal	✓	
2	Main-ECS-02		2. Main-ECS-02 gauge	Normal	✓	
3	Reserve-ECS-01		3. Reserve-ECS-01 gauge	Normal	✓	
4	Reserve-ECS-02		4. Reserve-ECS-02 gauge	Normal	✓	
4. Manual Release						
1	DCS-MR-01		4. Manual Release station	Normal	✓	
2	BT-MR-01		2. BT-MR-01 station	Normal	✓	
5. Abort Switch						
1	DCS-AB-01		5. Abort Switch station	Normal	✓	
2	BT-AB-01		2. BT-AB-01 station	Normal	✓	
6. Pressure Switch						
1	DCS-PSM-01		6. Pressure Switch station	Normal	✓	
2	DCS-PSR-01		2. DCS-PSR-01 station	Normal	✓	
3	BT-PSM-01		3. BT-PSM-01 station	Normal	✓	
4	BT-PSR-01		4. BT-PSR-01 station	Normal	✓	

บันทึกข้อมูลการตรวจ

ผู้ตรวจสอบ

วันที่ 11/12/65

ผู้ควบคุม

วันที่ 30/12/65



As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number

CO2 PORTABLE (Jetty) จำนวน 8 ถัง

ที่	No.	สถานที่	รายละเอียดการตรวจ	น้ำหนัก (kg)	ผลการตรวจ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวบรรจง)
1. Jetty-1 LV-Room						
1	J1-CO-01	JETTY-1 LV-Room	1. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2	33.0	✓	09/06/65
2	J1-CO-02	JETTY-1 LV-Room	2. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2	26.3	✓	09/06/65
3	J1-CO-03	JETTY-1 LV-Room	3. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2	33.9	✓	09/06/65
4	J1-CO-04	JETTY-1 CO2	4. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2	47.7	✓	09/06/65
5	J1-CO-05	JETTY-1 ห้องควบคุม	5. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2	26.3	✓	09/06/65
6	J1-CO-06	JETTY-1 ห้องควบคุม	6. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2	26.1	✓	09/06/65
7	J1-CO-07	JETTY-1 HV-Room	7. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2	26.3	✓	09/06/65
8	J2-CO-01	JETTY-2 HV-Room	8. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2	44.3	✓	09/06/65
9			9. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
10			10. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
11			11. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
12			12. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
13			13. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
14			14. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
15			15. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
16			16. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
17			17. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
18			18. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
19			19. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
20			20. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
21			21. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
22			22. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
23			23. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
24			24. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
25			25. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
26			26. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
27			27. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
28			28. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			
29			29. ตรวจสอบน้ำหนักถัง CO2			

บันทึกข้อมูลการตรวจ

ผู้ตรวจสอบ

วันที่ 11/12/65

ผู้ควบคุม

วันที่ 30/12/65

SAP Number.

SAP Number

Dry Chemical Cartridge Operate (Jetty) จำนวน 12 ถึง

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ปืนนัด Cartridge	ปืนนัด รังผึ้ง	ผลการตรวจสอบ		ลักษณะที่พบ
						หรือใกล้	โพรงโพธิ์	
1	D-08	JETTY-1 ชั้น 1	1. มี Safety Pin ที่ล็อกไว้ และที่ Seal Lock เรียบร้อย			✓		
2	D-09	JETTY-1 ชั้น 1	2. สายคล้องล็อกตัวไม่แตกขาด			✓		
3	D-140	JETTY-1 ชั้น 1	3. สายคล้องล็อกตัวไม่แตกขาด			✓		สายคล้องล็อกตัวไม่แตกขาด
4	D-141	JETTY-1 ชั้น 2	3. มีเข็มแทงเข็ม และสายคล้องเข็ม เรียบร้อย			✓		เข็มแทงเข็ม และสายคล้องเข็ม เรียบร้อย
5	D-143	JETTY-1 ชั้น 1	4. ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ			✓		ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ
6	D-144	JETTY-1 ชั้น 1	5. ปืนพกถูก Cartridge ล็อกไว้			✓		ปืนพกถูก Cartridge ล็อกไว้
7	D-146	JETTY-1 ชั้น 2	6. ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ			✓		ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ
8	D-147	JETTY-1	7. ปืนพกถูก Cartridge ล็อกไว้			✓		ปืนพกถูก Cartridge ล็อกไว้
9	D-149	JETTY-1	8. ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ			✓		ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ
10	D-671	JETTY-2	9. ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ			✓		ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ
11	D-672	JETTY-2	10. ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ			✓		ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ
12	D-673	JETTY-2	11. ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ			✓		ถังและตัวปืนอยู่ในสภาพดี ไม่เป็นสนิม และสภาพดีในถังของ

บันทึกข้อมูล/การแก้ไข

บทเพลง/จากอุบลรัตน์

[illegible][illegible]

วันพฤหัสบดี และ
วันที่ 1, 12, 22.

ERS Chief
JUN 10 1977

“...**ចូរយកមក**”

Downloaded from <http://ajph.org/> on November 10, 2015

วันที่

7, 12, 22

.....ស្ថិតនៅ

ស្ថាប័ន

ERS Chief
Tim 30, 12, 12

92



As of :09/06/65
Rev. 02



As of :09/06/65
Rev. 02

SAP Number

MANUAL FIRE ALARM STATION (Jetty) จำนวน 24 ตัว

ที่	No.	ประเภท	มาตรฐานการตรวจสอบ	สถานที่	ลิ้นชักใต้ถื่น	ผู้ตรวจสอบ (ตัวรวม)
1	BCU-734	หน่วย UPS (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
2	BCU-735	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
3	BCU-736	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
4	BCU-737	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
5	BCU-739	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
6	BCU-740	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
7	BCU-741	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
8	BCU-742	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
9	BCU-743	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
10	BCU-744	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
11	BCU-745	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
12	BCU-746	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
13	BCU-747	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
14	BCU-748	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
15	BCU-749	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
16	BCU-750	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
17	BCU-751	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
18	BCU-755	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
19	BCU-756	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
20	BCU-757	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
21	BCU-758	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
22	BCU-01	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
23	BCU-02	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		
24	BCU-03	หน่วย Battery (ICS)	ตรวจสอบแบตเตอรี่, สวิตช์, 76	✓		

บันทึกข้อมูลการแก้ไข

ผู้ตรวจสอบ:
วันที่: 11/12/99

ผู้ควบคุม:
วันที่: 11/12/99

SAP Number

WHEELED FIRE EXTINGUISHERS Jetty จำนวน 2 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	แรงดัน	ผลการตรวจสอบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวรวม)
1	WD-001	JETTY-2	1. Nitrogen Cylinder แรงดัน 1500 PSI และ 1500 PSI	1900	✓	ผู้ตรวจสอบ
2	WD-002	JETTY-2	1. Nitrogen Cylinder แรงดัน 1500 PSI และ 1500 PSI	1900	✓	ผู้ตรวจสอบ

บันทึกข้อมูลการแก้ไข

ผู้ตรวจสอบ:
วันที่: 11/12/99

ผู้ควบคุม:
วันที่: 11/12/99

SAP Number

FIRE HOSE BOX (Jetty) จำนวน 7 ตู้

[illegible]

คณะกรรมาธิการ

608-0759 60x60

१५७३

AT EPOCH 1000

10-12-33

1

ស្តីបទ

ERS Chief

SAP Number

HYDRANT (Jetty) จำนวน 5 ตัว

[illegible]

ห้ามทำผิดอื่นๆ/การแก้ไข

ผู้แทนการตรวจ..

... ដោយសារតែ

111

1

சென்னை

and

SAP Number

HYDRANT FOAM (Jetty) จำนวน 4 ถัง

[illegible]

บันทึกฉันทามติ/การแก้ไข

ผู้แทนการขอ
 บัญชี
 ๑๒/๑๒/๒๕๖๐

၂၀၁၈ ခုနှစ်၊ ဇူလိုင်လ ၁၀ ရက်နေ့၊ နံနက် ၈ နာရီ ၀၀ မိနစ်

SAP Number.

Hydrant With Monitor (Jetty) จำนวน 1 ตัว

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	ผู้ตรวจ กม	ผลการตรวจ พบข้อบกพร่องหรือไม่	ผู้รายงาน (ตัวบรรจง)
1	HTM-01	Jetty-2	1. Nozzle จะต้องไม่เกิดจุดกัดกร่อนจนเกินไปได้	✓	✓	
2			2. Handle Operation Level จะต้องปรับให้			
3			3. Screw Lock Handle Control จะต้องสามารถ Lock ได้			
4			4. Butterfly Valve จะต้องอยู่ในตำแหน่งปิด			
5			5. Main Valve จะต้องอยู่ในตำแหน่งเปิด			
6			6. Pumper Connection Valve 4 นี้จะเกิด ไม่มีการรั่วซึม, Cap (ฝา) และ ข้อต่อ			
7			7. Connection Valve จะต้องอยู่ในตำแหน่งปกติ			
8			8. ที่จะต้องให้สัญญาณ และ ใส่ค่าใหม่			
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						

บันทึกข้อมูล/การแก้ไข

ผู้ดูแลการศร ๖๐
ห้ามเร่ร่อน ละ
วันที่ ๑๖/๖/๖๖

ผู้ควบคุม
PERS Chief
วันที่ 30, 12, 22

SAP Number

Emergency Escape (Jetty) จำนวน 2 Set

[illegible]**บันทึกข้อมูล/การแก้ไข**

ผู้ดูแลการตรวจ: [REDACTED]
หัวหน้าชุด คณะ
วันที่ 1/12/2561

ผู้ควบคุม EKS Chief วันที่ 30, 12, 22

SAP Number

FOAM STORAGE TANK (Jetty) จำนวน 2 ถัง

[illegible]

บันทึกชี้แจง/สารแนบ

ผู้แทนการตรวจ
วันที่ ๑/๑๒/๕๕

ผู้ควบคุม.....
BRS Chief.....
วันที่ 30, 12, 22

SAP Number

FIRE BLANKET (Jelly) จำนวน 3 ชุด

[illegible]

บันทึกส่วนๆ/การแก้ไข

๑๕.๔๖๒๐๒๓

ตัวอักษร

Pr. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 840,

ស្តីពី

ERS Chief

၂၀၁၆

SAP Number:

FIRE AXE (Jetty) จำนวน 2 จุด

[illegible]

บันทึกอันยาวไกลนี้

ជំនួញលោកស្រី

20 БАЛЛОВ

1944年12月1日

សំណួរ

ERS Chic

ရက်

SAP Number

WATER CURTAIN (Jetty) จำนวน 2 ตัว

[illegible]

ทันทีกับเจ้าเงาะขาว

ผู้ดูแลการตรวจ.....

ตัวนำยุค

1, 12, 22

ผู้จัดทำ

IRS Chief,

30, 12, 22

SAP Number:

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

ที่	No.	สถานที่	มาตรฐานการตรวจสอบ	มาตรฐาน ISO 9001	ผลการตรวจสอบ	ผู้ตรวจสอบ (วัน/เดือน/ปี)
1.	Nitrogen Cylinder		1. Nitrogen Cylinder จำนวน 10 ตัว			
1	N2-CL-01	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
2	N2-CL-02	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
3	N2-CL-03	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
4	N2-CL-04	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
5	N2-CL-05	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
6	N2-CL-06	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
7	N2-CL-07	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
8	N2-CL-08	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
9	N2-CL-09	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
10	N2-CL-10	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
2.	N2 Bott		2. Nitrogen Cylinder จำนวน 10 ตัว			
1	F-NB-01	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
2	HR-NB-02	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
3.	Hose Reel		3. Hose Reel จำนวน 10 ตัว			
1	F-6833	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	
4.	Dry Monitor Nozzle		4. Dry Monitor Nozzle จำนวน 10 ตัว			
1	DM-6833	Jetty-1	ตรวจสอบ 1 ตัว		✓	

บันทึกข้อเท็จจริง/การพบกัน

ผู้ดูแลฝ่ายงาน

หน้า ๑๕๕

1111 2222

பித்தாபம்

185

30, 12, 22



SAP Number

Inergen System (Jetty1)

ที่		No.	สถานที่	รายการตรวจสอบ	Inergen Cylinder Pressure		ผลการตรวจสอบ		สิ่งผิดปกติพบ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวประกอบ)	
					ถังเก็บก๊าซ	ถังเก็บก๊าซ	ถังเก็บก๊าซ	ถังเก็บก๊าซ			
1. Inergen Cylinder (Main)											
1	IN-CL-01	Jetty-1	Inergen Cylinder ตรวจถังเก็บก๊าซ 2,900 PSI. ถังเก็บก๊าซที่มีน้ำหนัก		✓			✓			
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	IN-CL-01	Jetty-1	Inergen Cylinder ตรวจถังเก็บก๊าซ 2,900 PSI. ถังเก็บก๊าซที่มีน้ำหนัก		✓			✓			
2	IN-CL-02	Jetty-1			✓			✓			
3	IN-CL-03	Jetty-1			✓			✓			
4	IN-CL-04	Jetty-1			✓			✓			
5	IN-CL-05	Jetty-1			X			X		Pressure drop	
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											
1	Control rack room		2. Control Panel Power On ที่ และ ไม่มีไฟแสดงสถานะใดๆ ติด		ปกติ	ผิดปกติ	ผลการตรวจสอบ	ถังเก็บก๊าซ	ถังเก็บก๊าซ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวประกอบ)	
2	LV room				✓		✓	✓			
3	AC room				✓		✓	✓			
4	Battery room				✓		✓	✓			
3. Electric Control Head											
1	ELC-CRR (Main)		3. Electric Control Head ตรวจรับสัญญาณ SET. และสัญญาณเตือน		ปกติ	ผิดปกติ	ผลการตรวจสอบ	ถังเก็บก๊าซ	ถังเก็บก๊าซ	ผู้ตรวจสอบ (ตัวประกอบ)	
2	ELC-LV (Main)				✓		✓	✓			
3	ELC-AC (Main)				✓		✓	✓			
4	ELC-Batt (Main)				✓		✓	✓			
5	ELC-CRR (Reserve)				✓		✓	✓			
6	ELC-LV (Reserve)				✓		✓	✓			
7	ELC-AC (Reserve)				✓		✓	✓			



SAP Number

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

ที่		No.	สถานที่	ประเภทการตรวจสอบ	บันทึกผลตรวจพบข้อบกพร่อง	ผลการตรวจพบข้อบกพร่อง	ผู้ตรวจสอบ (ตัวประกอบ)
1. Nitrogen Cylinder				1. Nitrogen Cylinder บันทึกผลตรวจพบข้อบกพร่อง	-	✓	
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 Bont				2. Nitrogen Cylinder บันทึกผลตรวจพบข้อบกพร่อง	-	✓	
1		T-NB-01	Jetty-1				
2		HR-NB-02	Jetty-1				
3. Hose Reel				3. บันทึกผลตรวจพบข้อบกพร่อง	Nop NAL	✓	
1		F-6832	Jetty-1				
4. Dry Monitor Nozzle				4. บันทึกผลตรวจพบข้อบกพร่อง	Nop NAL	✓	
1		DM-6832	Jetty-1				

ผู้ตรวจสอบ
DRS Chief
วันที่ 09 / 12 / 65

SAP Number

Inergen System (Jetty1)

8	ELC-Batt (Reserve)		✓			✓			ผู้ควบคุม (นาย)
5. Abort Switch / Manual Release		4. Abort Switch (Use Manual Release) หมายเหตุ: ใช้ภายในห้องฉุกเฉิน		การกระทำที่ปลอดภัย		ผลการตรวจสอบ		ผู้ควบคุม (นาย)	
Release				ปกติ	ผิดปกติ	พร้อมใช้	ไม่พร้อมใช้		
1	Control Rack Room			✓		✓			
2	LV Room			✓		✓			
3	AC Room			✓		✓			
4	Battery Room			✓		✓			
บันทึกเหตุการณ์									
ผู้ดูแลการตรวจ				ผู้ควบคุม		ผู้ควบคุม (นาย)			
บันทึกข้อบกพร่อง				BMS Chief					
วันที่				วันที่		50 / 12 / 99			

SAP Number

CO2 System LV / HV Room Jetty-2

ที่	No.	สถานที่	หมายเหตุการตรวจสอบ	บันทึก (KG)	ผลการตรวจ	ผู้ตรวจ
1.	CO2 Cylinder		1. CO2 Cylinder ไม่อยู่ในพื้นที่			
1	CL-01	LV Room	ถัง CO2 อยู่ในตำแหน่งที่กำหนด	239.0	✓	
2	CL-02	LV Room	ถัง CO2 อยู่ในตำแหน่งที่กำหนด	291.0	✓	
3	CL-03	HV Room	ถัง CO2 อยู่ในตำแหน่งที่กำหนด	293.0	✓	
4	CL-04	HV Room	ถัง CO2 อยู่ในตำแหน่งที่กำหนด	293.0	✓	
2.	Control Panel		2. Control Panel Power On, All			
1	6700-CO2-CP1			✓	✓	
2	6700-CO2-CP2			✓	✓	
3.	Electric Control Head		3. Electric Control Head (gauge) ในตำแหน่ง SET.			
1	LV Room			NORMAL	✓	
2	HV Room			NORMAL	✓	
4.	Manual Released		4. Manual Release ตามพื้นที่			
1	LV Room			NORMAL	✓	
2	HV Room			NORMAL	✓	
5.	Pressure Switch		5. Pressure Switch ตามพื้นที่			
1	LV Room			NORMAL	✓	
2	HV Room			NORMAL	✓	

บันทึกการตรวจ

วันที่ 11/12/22

ผู้ตรวจ: [Signature]

ผู้ตรวจ: [Signature]

➤ 30 ข

เอกสารแผนฝึกซ้อมเหตุการณ์ฉุกเฉินประจำปี 2565
และขั้นตอนการจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน



เอกสารแผนฝึกซ้อมเหตุการณ์ฉุกเฉิน
ประจำปี 2565





บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล
จำกัด (มหาชน)

F-(Q-SH-CM)-017: แบบประเมินและปรับปรุง
แก้ไขการฝึกซ้อมแผนฉุกเฉิน

☐ 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	วรารุณ สารจิตต์	ตำแหน่ง	ERS Chief		

Scenario	<p>ขณะรับ Butene-1 จาก I-4 เข้าถัง T-6982 เกิดการ Flash ตัวของ Product ทำให้ Temp. ไต่ถึงลดลง เกิดการบิดตัวของหน้าแปลน ส่งผลกระทบท่อท่อระบายด้านล่างหลุดทำให้ Butene-1 ในถังรั่วไหลออกจำนวนมากเป็น Vapor Cloud เข้าไปบริเวณงาน Hot work ใกล้เคียง เกิดไฟลุกไหม้รุนแรงจนความร้อนส่งผลกระทบท่อแนวท่อและถังข้างเคียง</p>
----------	---

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 / แจ้งเหตุ	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 กณอ. 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. มีการติดต่อแจ้งหน่วยงานราชการท้องถิ่น	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 ในชั้นแรก	Y				1
20. FO ของ Unit ที่เกิดเหตุมีการ take initial response ใช้ อุปกรณ์ที่มีอยู่ในพื้นที่ระงับเหตุได้อย่างเหมาะสม	N			เนื่องจาก Fit Team ระงับเหตุ เบื้องต้นยังมีความสับสนอยู่บ้าง	0
21. ทีมตอบโต้เหตุฉุกเฉินสวมชุดดับเพลิง SCBA และ PPE ถูกต้องครบถ้วน	Y				1
22. ทีมดับเพลิงถึงที่เกิดเหตุในเวลาที่เหมาะสมใช้เวลา6.....นาที	Y			ใช้เวลา 4 นาที	1
23. มีการวางแผนร่วมกันของผู้สั่งการ ณ จุดเกิดเหตุกับทีมดับเพลิงก่อนที่จะเข้าทำการระงับเหตุหรือดับเพลิง	Y				1
24. มีการป้องกันการลุกลามหรือป้องกันแหล่งที่จะทำให้เกิดไฟ และดูแล Unit ให้ปลอดภัย	Y				1



CHECK ITEMS กิจกรรม/รายการที่ประเมิน	ผลการประเมิน			ข้อสังเกตที่พบ	RATING
	Yes	No	NA		
25. การใช้วิธีควบคุมเพลิงดับไฟ 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 ทำได้ได้อย่างเหมาะสม	Y			พิจารณาแจ้งทีมพยาบาลปรับช่องวิทยุให้ตรงช่อง 16 Emergency	1
28. การจัดการหลังเกิดเหตุ การปิดกั้นพื้นที่ การตรวจสอบความเสียหายทำได้เหมาะสม	Y				1
29. ระบบและอุปกรณ์ในการตอบโต้ภาวะฉุกเฉินใช้งานได้ อย่างมีประสิทธิภาพ เช่น ระบบดับเพลิง อุปกรณ์ดับเพลิง อุปกรณ์ช่วยชีวิต SCBA, PPE ป้ายแสดงจุด Command post วิทยุสื่อสาร รถดับเพลิง รถพยาบาล และอื่นๆ (ระบุอุปกรณ์ที่มีความบกพร่อง)	Y				1
การประเมินทีมช่วยเหลือทางการแพทย์ (Medical Emergency Response)					
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



บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล
จำกัด (มหาชน)

F-(Q-SH-CM)-017: แบบประเมินและปรับปรุง
แก้ไขการฝึกซ้อมแผนฉุกเฉิน

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
ศูนย์บัญชาการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Command Center): ประเมินบุคคล อุปกรณ์ การสื่อสาร					
36. มีการตั้งศูนย์อำนวยการเหตุฉุกเฉินได้รวดเร็ว ผู้ทำหน้าที่มา รายงานตัวครบในเวลาที่เหมาะสม	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
37. มีการชี้แจงสรุปสถานการณ์ เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ให้ทุกคน ทราบปัญหาของเหตุการณ์ เพื่อให้แต่ละส่วนงานกำหนด แผนปฏิบัติ ประสานงานและสนับสนุนเหตุฉุกเฉิน	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
38. การจัดการกับผู้ที่ได้รับผลกระทบทั้งภายในและภายนอก โรงงานรวมถึงสิ่งแวดล้อม เช่น โรงงาน ชุมชนใกล้เคียง สิ่งแวดล้อม การจัด การหลังเกิดเหตุ การแจ้งข่าวให้กับ พนักงาน ชุมชน หน่วยงานที่เกี่ยวข้องและสื่อมวลชนทราบ เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
39. มีผู้บันทึกเหตุการณ์ และมีกัปตันทีมข้อมูลที่สำคัญบน Incident Board ข้อมูลที่บันทึกครบถ้วนและถูกต้อง	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
40. การสื่อสารติดต่อประสานงานกับทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 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 และ หมายเลขโทรศัพท์ติดต่อหน่วยงานที่สำคัญ พร้อมใช้งาน	Y			Online Microsoft Team Meeting ตามมาตรการ Covid-19	1
จุดรวมพล (Assembly Point): ประเมินบุคคล อุปกรณ์และการสื่อสาร					
42. อพยพมาที่จุดรวมพลด้วยความรวดเร็ว เป็นระเบียบ ครบถ้วนและตรวจนับจำนวนที่จุดรวมพลเป็นไปตามแผน	Y				1
43. Assembly Controller และ Area 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 มีการบันทึกและรายงานข้อมูลของหน่วยงานที่มาช่วยเหลือและทรัพยากรที่นำมาสนับสนุนได้อย่างถูกต้องครบถ้วน	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 % = $\frac{\text{Sum of Total Rating Points}}{\text{Total Possible Rating Points}} \times 100$



No. of rated items

Effectiveness Scoring

>90 - 100% = Excellent

>80% - 90% = Good

>70% - 80% = Fair

<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 ช่วง ประกาศแผนฉุกเฉินระดับ 1	Q-SH-CM	15 ธ.ค. 65 ทบทวนและ อบรมหน้าที่ตาม แผนฉุกเฉิน ให้กับ O/P Fit Team	15 ธ.ค. 65
2	แปลเคลื่อนย้ายผู้บาดเจ็บของรถพยาบาล NPC S&E ไม่ได้ผู้กสายรัดตัวผู้บาดเจ็บเตรียมพร้อมใช้งาน	NPC S&E	15 ธ.ค. 65 ให้ NPC S&E เพิ่มมาตรฐาน การตรวจสอบ ประจำวันเพื่อให้ เกิดความพร้อม ก่อนใช้งาน	15 ธ.ค. 65



บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

F-(Q-SH-CM)-017: แบบประเมินและปรับปรุง
แก้ไขการฝึกซ้อมแผนฉุกเฉิน

ภาพถ่ายจากการซ้อมแผน





ขั้นตอนการจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน





บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

Crisis and Security Management

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

การจัดการงานสวนสาธารณะฉุกเฉิน

จัดทำโดย :



Division Manager

อนุมัติโดย :



Vice President

รายชื่อผู้ทบทวน

ผู้ทบทวน	ตำแหน่ง	หน่วยงาน
นายเกรียงไกร ทรราชบุรี	Division Manager	Q-SH-CM

รายการแก้ไข

ครั้งที่	วันที่มีผลบังคับใช้	รายละเอียด	โดย
0	25/02/2020	Migrated (นำเข้าโดยระบบ)	System
1	17/06/2020	แก้ไขเพื่อให้เป็นปัจจุบัน	นาย เกรียง ไกร ทรราชบุรี

หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

รหัสหน่วยงาน	ชื่อย่อหน่วยงาน
Q-SH-CM	Crisis and Security Management

KPI ที่เกี่ยวข้อง

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

เอกสารที่เกี่ยวข้องในระบบ

รหัสเอกสาร	ชื่อเอกสาร
P-(Q-SH-CM)-093	แผนการบริหารจัดการภาวะฉุกเฉินและภาวะวิกฤต


เอกสารอ้างอิงภายนอก

ชื่อเอกสาร


สารบัญ	
	หน้า
1. วัตถุประสงค์	1
2. ขอบเขต	2
3. หน้าที่และความรับผิดชอบ	3
4. WORKFLOW	7
5. รายละเอียดการดำเนินงาน	8
6. ภาคผนวก	33

1. วัตถุประสงค์
- ขั้นตอนการดำเนินงานในการจัดการงานควบคุมภาวะอุณหภูมิของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) กับเครื่องปรับอากาศเป็นมาตรฐานเพื่อให้เป็นแนวทางปฏิบัติในการควบคุมอุณหภูมิที่เกิดจากเครื่องปรับอากาศที่ใช้ในการผลิตของ โรงงานและสำนักงานในพื้นที่ระยอง
- ขั้นตอนการดำเนินงานในการจัดการงานควบคุมภาวะอุณหภูมิเป็นแผนที่กำหนดไว้ตามระเบียบและขั้นตอนการทำงานที่เฉพาะเจาะจงของบริษัทฯ พนักงานฝ่ายปฏิบัติการและผู้เกี่ยวข้องในการควบคุมเหตุการณ์ผิดปกติ ประสานงานเพื่อให้ได้มาซึ่งทรัพยากรที่ติดตั้งใช้แก่ระบบและควบคุมอุณหภูมิให้กลับสู่ภาวะปกติ
- เมื่อมีการประหลาดภาวะอุณหภูมิของโรงงาน ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องติดต่อโครงการจัดการงานควบคุมภาวะอุณหภูมิและการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับผู้ประกอบการและผู้ดูแลอาคารจะประกาศ "เหตุการณ์ผิดปกติ" และดำเนินการแก้ไข

- การให้ทรัพยากรเรื่องกันและระบบการวัดค่าความชื้น ความชื้นสัมพัทธ์หรือความชื้นสัมบูรณ์ ความชื้นสัมบูรณ์ และอุณหภูมิ โดยในกระบวนการนี้จะมีการวัดค่าความชื้นสัมบูรณ์และความชื้นสัมบูรณ์ ซึ่งจะมี
- 1) โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) จะดำเนินการวัดค่าความชื้นสัมบูรณ์และความชื้นสัมบูรณ์
 - 2) พนักงานฝ่ายปฏิบัติการจะดำเนินการวัดค่าความชื้นสัมบูรณ์และความชื้นสัมบูรณ์
 - 3) พนักงานฝ่ายปฏิบัติการจะดำเนินการวัดค่าความชื้นสัมบูรณ์และความชื้นสัมบูรณ์
 - 4) พนักงานฝ่ายปฏิบัติการจะดำเนินการวัดค่าความชื้นสัมบูรณ์และความชื้นสัมบูรณ์
 - 5) พนักงานฝ่ายปฏิบัติการจะดำเนินการวัดค่าความชื้นสัมบูรณ์และความชื้นสัมบูรณ์
 - 6) พนักงานฝ่ายปฏิบัติการจะดำเนินการวัดค่าความชื้นสัมบูรณ์และความชื้นสัมบูรณ์

	บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	P-(Q-SH-CM)-OEMS-001: การจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

- 3.5 FRT (First Intervention Team)
- ทีมนี้ที่โดยพนักงานกะของหน่วยปฏิบัติการซึ่งได้รับมอบหมายจากหัวหน้ากะไปทำหน้าที่ FRT ทีมนี้ที่โดยชุดนี้
- ไปรายงานสัตว์ OC ที่ผิดปกติ หรือที่ OC กักกวด
 - เข้าร่วมตามค่าจ้างของ OC
- 3.6 Emergency Duty Team
- ทีมนี้ที่โดยชุดนี้ผู้บริหารและพนักงานตามแผนการฉุกเฉิน Emergency Duty Team เป็นที่ที่โดยชุดนี้
- เดินทางไปยังศูนย์ควบคุมฉุกเฉินที่เกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 2, 3
 - รายงานเหตุฉุกเฉินต่อ ERT
 - ประสานงานการให้ทราบกับศูนย์ควบคุมฉุกเฉิน
- 3.7 Plant ERT (Plant Emergency Response Team)
- ทีมนี้ที่โดยชุดนี้ VP และ Division Manager ที่รับผิดชอบโรงงานที่เกิดเหตุ ทีมนี้ที่โดยชุดนี้
- เดินทางมาสนับสนุนการควบคุมฉุกเฉินและรับหน้าที่แทน Emergency Duty Team (ถ้าจำเป็น)
 - สนับสนุนด้านการปฏิบัติการและควบคุมฉุกเฉินและเตรียมการ (ในชุด 3.2)
- 3.8 VPI Group
- ทีมนี้ที่โดยชุดนี้ ผู้บริหารระดับผู้จัดการที่ขึ้นจากรายการ ED Duty และ VP ที่เข้าข้าง เช่น SC-SR, SC-CB, H-OS, H-BP, PM-P1, PM-P2, SC-EX, H-GA เป็นต้น ทีมนี้ที่โดยชุดนี้
- เดินทางมาสนับสนุนการควบคุมฉุกเฉินเมื่อได้รับการร้องขอ จาก
 - ส่งการประสานงานหน่วยงานในสนับสนุนการควบคุมฉุกเฉินและจัดการ
- 3.9 Emergency Response Team
- ทีมนี้ที่โดยชุดนี้ Emergency Response Team (ERT) หมายถึง Plant ERT, Emergency Duty Team, EM และ OC
- ให้ดำเนินการตามขั้นตอนการ Emergency Response Team ดังนี้

	บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	P-(Q-SH-CM)-OEMS-001: การจัดการงานควบคุมภาวะฉุกเฉิน

ทีมนี้ที่โดยชุดนี้ Emergency Response Team

ผู้รับผิดชอบ	Plant Emergency Response Team (Plant ERT) พนักงานที่โดยชุดนี้	Emergency Duty Team (ในกรณีฉุกเฉิน)
Emergency Director ผู้รับผิดชอบ ERT	1. ERT/STP หน่วยงานที่โดยชุดนี้โรงงานที่เกิดเหตุ 2. VP Plant หน่วยงานที่โดยชุดนี้	1. ผู้ที่รับผิดชอบ VPI ที่ขึ้นที่โรงงาน
Emergency Manager ผู้รับผิดชอบ ERT	1. Shift Manager 2. DM Plant Operation หรือ Day Manager 3. H-GA-BM (ในกรณี RO) 4. DM H-GA-CP/PR (AC หรือ ISL Lab incident) 5. DM Lab Operation (for Lab Center incident)	1. Shift
On Scene Commander ผู้รับผิดชอบ OTC	1. Shift Supervisor 2. Senior Operators 3. Qualified Process Operator (ที่เกิดเหตุ) 4. หน่วยงาน O&M-CM ที่ดูแลระบบ ERT 5. ERTS Chief RO หรือ RO หน่วยงาน	1. Shift
Medical Aid Coordinator ผู้รับผิดชอบ MA	1. DM SHE หน่วยงานที่โดยชุดนี้ (MCT) 2. DM O&M-CM 3. ERTS Supervisor (MCT) 4. Senior ERTS Chief (MCT)	1. ERT Duty
Operations Coordinator ผู้รับผิดชอบ Operation Co.	1. DM Plant Operation หน่วยงานที่โดยชุดนี้ 2. DM Asset Utilization 3. DM Plant Technical 4. Day Manager	1. Operation Co. Duty
SHE Coordinator ผู้รับผิดชอบ SHE Co.	1. SHE Engineer หน่วยงานที่โดยชุดนี้	1. SHE Co. Duty
Maintenance Coordinator ผู้รับผิดชอบ Maintenance Co.	1. DM Maintenance หน่วยงานที่โดยชุดนี้	1. Maintenance Co. Duty
Services Coordinator ผู้รับผิดชอบ Service Co.	1. หน่วยงาน Service หน่วยงานที่โดยชุดนี้	1. Services Co. Duty
CSR Coordinator ผู้รับผิดชอบ CSR Co.	1. Shift	1. CSR Co. Duty

5.2 การจัดทำแผนระดับกระทรวง

ขย หรือ ขย. เป็นผู้รับผิดชอบในการประเมินสถานการณ์ร่วมกัน QC. ประเมินผลกระทบ
มุมมองของการดูแล ความรุนแรงและสิ่งควรตอบโต้ภาวะฉุกเฉินซึ่งได้กำหนดไว้ที่ ๖ ระดับ
ดังนี้

5.2.1 ការវះកាត់ជំនះចំណី

5.2.2 ภาวะฉุกเฉินระดับที่ 2

§. 2.3 การจัดการเรียนรู้

5.3. ការប្រើប្រាស់ប្រព័ន្ធគណនេយ្យភូមិសាស្ត្រ

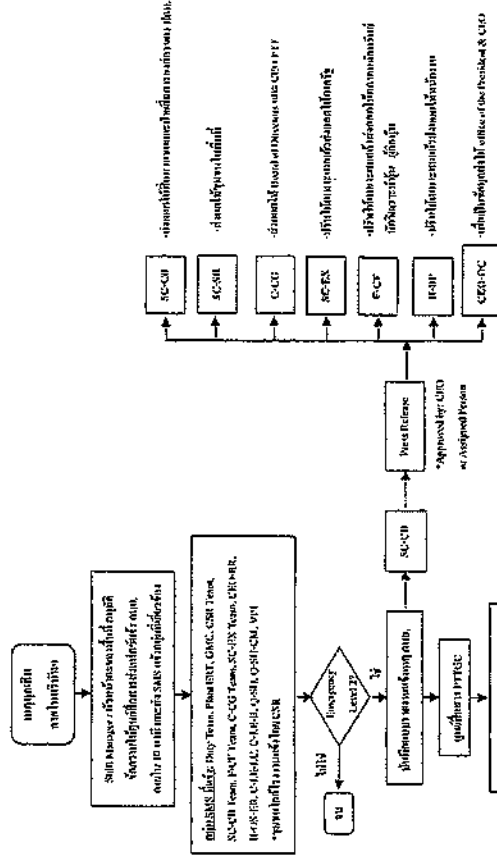
ผู้เขียนนำแบบสอบถามที่ได้มาไปวิเคราะห์ว่ามีปัญหาความเข้าใจหรือไม่
ผู้ช่วยฯ หรือโปรแกรมเมอร์ หรือ Internet ที่มี

- 2) เมื่อได้รับข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับวิธีการสมัครรับงานทำน่วยของพื้นที่ดังกล่าวให้มีการตรวจสอบพื้นที่ที่เอื้ออำนวยและประเมินผลตอบแทน
- 3) ผู้กำกับพื้นที่ ESM ร่วมกับ OC ที่พิจารณาที่เห็นด้วยกับความต้องการของอาสาสมัครในพื้นที่ 1, 2 หรือ 3 และกำหนด ECC ภายใต้การขอใช้ศูนย์ ECC ประสิทธิภาพที่ดี
- 4) ๒๘ ประสิทธิภาพอาสาสมัครจะระบุถึงความรุนแรงของภาวะฉุกเฉิน และส่งการผู้กำกับพื้นที่ผู้เกี่ยวข้องด้วย

- 1) ประดาษ / ส่งการมาประเมินวัตถุประสงค์ให้ EAT Team และพื้นที่เกี่ยวข้องกับการระงับเหตุฉุกเฉินไปให้ไว้ผู้ดูแลฉุกเฉิน และควบคุมการดำเนินการ
- 2) ประดาษทางวิทยาศาสตร์เกี่ยวกับสาเหตุภายในโรงงาน เพื่อแจ้งให้ผู้ใช้ปฏิบัติงานในคดีที่รับทราบ และส่งการ security ปลอดภัยพื้นที่ ภัยทางเข้าโรงงานเมื่อประดาษ ระดับ 2

๒) ให้ทรงหนังสือทรงสั่งให้ทราบแจ้ง กอ.กน.ใน ๑๐ นาที และแจ้ง สทสร. มั่งให้ทราบให้รู้ทั่วถึงมัยทราบ โดยให้ข้อความครบถ้วนที่ที่ องค์ กำมำเตได้

ร) การศึกษาเชิงทดลองสุ่มภายใน: (WOC: WOPP) ดำเนินการตามแผนผังดังนี้

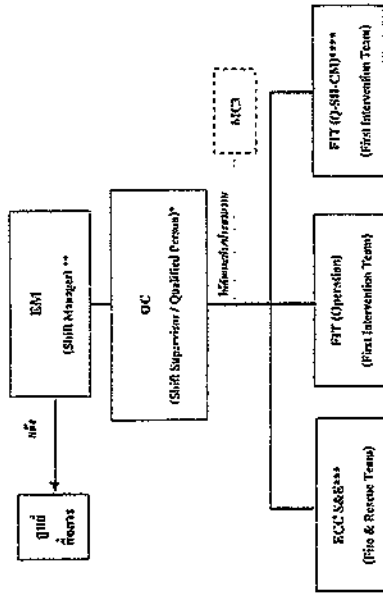


รูปที่ ๑. ผู้ประกอบการที่เกิดมาในยุคดิจิทัลใน PTC GROUP

5.4 โครงสร้างองค์กรที่ใช้ภาวะฉุกเฉิน

5.4.1 โครงสร้างองค์กรระดับเหตุการณ์ที่ 1

4

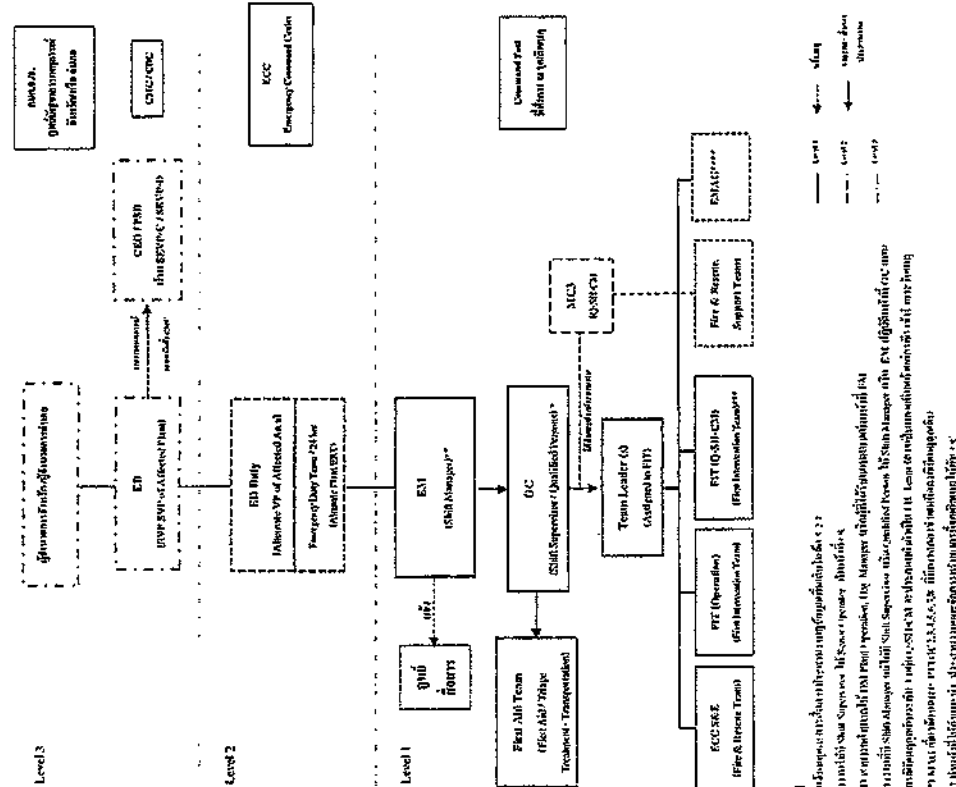


หมายเหตุ

- * ใช้งานเมื่อ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้ หรือ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้
- ** EM สามารถทำหน้าที่ได้ทั้ง Shift Supervisor, Day Manager หรือ Shift Manager
- *** ใช้งานเมื่อ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้ หรือ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้
- **** ใช้งานเมื่อ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้ หรือ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้

รูปที่ 4 โครงสร้างองค์กรระดับเหตุการณ์ที่ 1

5.4.2 โครงสร้างองค์กรที่ใช้ภาวะฉุกเฉินระดับที่ 2-3



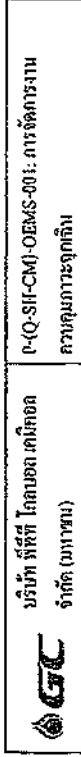
หมายเหตุ

- * ใช้งานเมื่อ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้ หรือ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้
- ** EM สามารถทำหน้าที่ได้ทั้ง Shift Supervisor, Day Manager หรือ Shift Manager
- *** ใช้งานเมื่อ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้ หรือ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้
- **** ใช้งานเมื่อ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้ หรือ Shift Supervisor ไม่สามารถปฏิบัติงานได้

รูปที่ 5 โครงสร้างองค์กรที่ใช้ภาวะฉุกเฉินระดับที่ 2-3

ผู้แทน / ผู้รับผิดชอบ	วันที่รับผิดชอบ (ตามกำหนด)	ที่อยู่ที่รับผิดชอบ	ระดับความรุนแรงที่รับผิดชอบ	บันทึกเหตุการณ์
Support Teams ทั่ว ๆ ไป	ผู้รับผิดชอบโดย Plant ERT ที่ตั้งอยู่ตามพื้นที่การผลิต	ERT ทั่วพื้นที่การผลิต	ระดับ 1-2-3	<ul style="list-style-type: none"> บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT
Area Worker	Area Worker ที่ปฏิบัติงานตามหน้าที่	พื้นที่ปฏิบัติงานตามหน้าที่	ระดับ 1-2-3	<ul style="list-style-type: none"> รายงานเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT
Assembly Controller	Area Worker ที่ปฏิบัติงานตามหน้าที่	พื้นที่ปฏิบัติงานตามหน้าที่	ระดับ 1-2-3	<ul style="list-style-type: none"> รายงานเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT
Fire Runner	Security, SSR หรือผู้ที่ได้รับมอบหมาย	Control Point	ระดับ 2-3	<ul style="list-style-type: none"> รายงานเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT
Security (Guard)	พนักงานรักษาความปลอดภัย	พื้นที่ปฏิบัติงานตามหน้าที่	ระดับ 2-3	<ul style="list-style-type: none"> รายงานเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นใน Plant ERT

- 5.5.1 การทำหนังสือแจ้ง Emergency Duty Team และ Plant ERT
- ซึ่งปฏิบัติในการปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้อง Emergency Duty Team และ Plant ERT กำหนดไว้ดังนี้
- Emergency Duty Team และ Plant ERT จะถูกเรียกให้มาปฏิบัติงานตามหน้าที่ 2 และ 3
 - Emergency Duty Team เป็นบรรทัดฐาน 24 ชั่วโมง ปฏิบัติหน้าที่ตั้งแต่เวลา 08.00 น. จนถึงวันศุกร์ ถึง เวลา 08.00 น. ของวันศุกร์ในกรณีที่ได้ออกไป และต้องอยู่ในระยะที่สามารถเดินทางมาถึงโรงงานได้ภายในไม่เกิน 1 ชั่วโมง รวมและเดินทางเข้าทำงานตามหน้าที่ที่กำหนดไว้ล่วงหน้า
 - เมื่อถูกเรียกให้ปฏิบัติดังนี้
 - ให้ Emergency Duty Team ไปรายงานตัวที่ ECC ที่ตั้ง
 - ให้ Plant ERT ไปรายงานตัวที่ ECC ที่ตั้ง
 - เมื่อ Plant ERT มาถึง ECC ให้ Emergency Duty Team รายงานด้านเทคนิคที่ไม่ใช่ของเครื่องที่ซ่อมแซมที่ Plant ERT และให้ช่วยเหลือนัก Plant ERT ในการดำเนินการแก้ไข
- 5.6 การปฏิบัติของผู้ที่เกี่ยวข้องกับการหยุดงาน
- หากมีการหยุดงาน ผู้เกี่ยวข้องจะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนที่กำหนดไว้
- ปฏิบัติตามคำสั่งของ EM จากคณะกรรมการบริหารโรงงานหรือจากฝ่ายบริหาร
 - กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน ให้ผู้เกี่ยวข้องปฏิบัติตามขั้นตอนที่กำหนดไว้
 - กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน ให้ผู้เกี่ยวข้องปฏิบัติตามขั้นตอนที่กำหนดไว้
 - กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน ให้ผู้เกี่ยวข้องปฏิบัติตามขั้นตอนที่กำหนดไว้
 - กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน ให้ผู้เกี่ยวข้องปฏิบัติตามขั้นตอนที่กำหนดไว้



5.7 ภาวะฉุกเฉิน (Emergency Command Center)

๔๔๕. ความเป็นศูนย์กลางในการส่งการ จัดตั้งประชาคมทางวัฒนธรรมภาค
ต่าง ๆ ที่ตั้งขึ้นในปี ๒๕๒๒ มีผู้รับใช้ทางเทคโนโลยี ๖.๑๐

5.8 แนวทางการปฏิบัติที่หน่วยงานจะมุ่งเน้น (Generic Strategies and Tactics for Incident Control)

การควบคุมเหตุการณ์ในช่วงแรกเพื่อจำกัดขอบเขต ปรากฏการณ์ที่คล้าย เช่นนี้ มาจาก (containing the incident) ของความผิดปกติโดย FPI Test ของโรงเรียนที่ผลิต

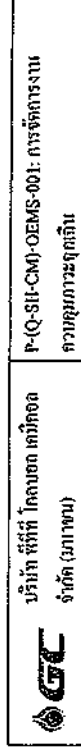
[illegible]

๕.๕.๑ กรณีเกิดเหตุลี้ภัย

- 1) จัดทำเกสรตัวเมียป้องกันไวรัสจากไวรัส การปลูกที่เริ่มกันแล้ว
- 2) แยกหรือลดการรื้อไหลของเชื้อเพลิง ปกติแล้ว ขั้นตอนการแยก หรือ ลดการไหลของเชื้อเพลิง ปกติแล้ว ขั้นตอนการแยก หรือ ลดการไหลของเชื้อเพลิง
- 3) หากมีปัญหาลำบากในระบบ หรือสิ่งจูงใจจากลูกค้า ลดการไหลของเชื้อเพลิง
- 4) ถ้าหากสามารถไปปลูกที่อื่น ๆ ได้ โดยให้สามารถเพิ่มปริมาณการผลิต
- 5) กรณีที่ pool size ไม่ดี ให้ใช้วิธีลดปริมาณการไหลของเชื้อเพลิง และสิ่งจูงใจจากลูกค้า
- 6) การเพิ่มปริมาณการไหลให้เร็วขึ้น โดยเพิ่มปริมาณการไหลให้เร็วขึ้น
- 7) ใช้วิธีลดความเข้มข้นของเชื้อเพลิงให้เร็วขึ้น โดยเพิ่มปริมาณการไหลให้เร็วขึ้น

ประกาศใช้ครั้งแรก

ระบอบการปกครองที่
ประชาชนได้เลือก
และยอมรับกัน
แล้ว



๑) ปัดก็เข้มน้ำตามเข้าไปในชั้นที่ cloud gas และอพยพทำให้เกิดเมฆ vapor cloud

- 2) ความคุมขังซึ่งสมัยที่จะปล่อยได้เกิดประมาณไปในวันราชการไปไว้ทั่วโลก
- 3) แก้ไขจุดที่เป็นเหตุให้ว่าไปเอง โดยให้มีการจะถูกลงโทษที่ปล่อยตัว
- 4) ให้รู้เถิดเป็นผลอย่างหนึ่งถึงงานเข้าซึ่งขอความไว้ไว้ที่ซึ่งการยึดถือไปไว้เสีย
- 5) ไปถึงที่นั่นไปอย่างมั่นคงกว่ากัน หรือผลอาจมีไว้
- 6) มาทันทีที่ซึ่งมีการเกิดขึ้นไปมีข้อเสนออีกกับ (Duke/Emend) ให้ควบคุมการไปเองของ
- 7) ตามด้วยพระบรมหาราชไว้ไปเองคงยกทันทีไปจนถึงแม้กระทั่งไปเองอันดี

๕.๘.๓ กรณีการเกิดอุบัติเหตุรั่วไหลจากเรือบรรทุก

- 1) ปิดกั้นกับเท็กในสไลด์ (สไลด์ซ่อนเข้าไปในพื้นแต่ ไม่เห็นจนเห็นถ้าใช้เคอร์เซอร์ชี้ไปที่สไลด์ด้วย)
- 2) ตรวจสอบเอกสารของคุณ เอกสารที่รั่วไหลเร็วมากแล้ว
- 3) เมื่อใดที่ใช้โปรแกรมก็ให้สังเกตกับที่มันมาแบบปกติของคุณของสารเคมี (H2/ANAT unit, SCBA, re-purchase assets)
- 4) ถ้าหาข้อผิดพลาด / เหตุการณ์รั่วไหล (something the leak) ใดวิธีที่มันมาแบบ
- 5) จัดหมวดหมู่เอกสาร นำไปใส่ในกล่องเอกสารที่รั่วไหล เอกสารจึงจะได้รับการแก้ไขโดยอัตโนมัติ
- 6) ปฏิบัติตามข้อแนะนำใน SDS หรือเอกสารที่เกี่ยวข้องด้วย ก็มีการแก้ไขงาน (แก้ไขผิดพลาด)
- 7) อย่าพยายามใช้โปรแกรมของคุณเองเพื่อจัดการกับเอกสารของคุณ

แนวเขตชุมชนซึ่งมีอาณาเขตโดยทั่วไปอยู่ติดกับถนนสายหลัก และถนนสายรอง ซึ่งมีความสำคัญในการเดินทางเข้า-ออกของชุมชน และมีความสำคัญในการพัฒนาชุมชนให้มีความเจริญก้าวหน้าต่อไป

๕.๘.๔ การควบคุมคุณภาพอากาศ (Toxic Gas) ระวังด้านความปลอดภัยในงาน

ใบเสร็จนี้เกิดจากระเบียบ (Pavie Code) ที่ออกโดยหน่วยงาน หรือได้รับผลกระทบจาก
ความยาก ที่จะมีแบบสุดท้ายจึงแก้ไขโดยนักปฏิบัติงาน โดย
คำนิยาม ดังนี้

ประกาศใช้บังคับ

[illegible]

- 1) ประกาศให้ทราบถึงสาเหตุของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นไปอย่างรวดเร็ว โดยประสานหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้ดำเนินการช่วยเหลือตามแผนฉุกเฉินที่ได้จัดทำไว้ รวมทั้งแจ้งให้ทราบถึงสาเหตุของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น
- 2) ตาม SCBA กรณีที่ผู้ประสบเหตุมีอาการหายใจลำบาก และใช้ถังสำรองอากาศในกรณีฉุกเฉิน
- 3) เมื่อเหตุการณ์สงบลง และผู้ประสบเหตุได้รับการช่วยเหลือแล้ว ให้ผู้ประสบเหตุได้รับการช่วยเหลือและนำส่งโรงพยาบาล

5.8.5 การควบคุมสถานการณ์ฉุกเฉิน

กัมมันตรังสีที่กักเก็บไว้ในภาชนะที่ปิดสนิทหรือภาชนะที่ปิดสนิท (Non-Resonant Testing: NRT) ที่ใช้ในงาน X-Ray หรือการถ่ายภาพรังสีของวัตถุและอุปกรณ์ต่าง ๆ กรณีที่เกิดอุบัติเหตุหรือการรั่วไหลของสารกัมมันตรังสีให้ดำเนินการดังนี้

- 1) ประกาศเตือนผู้ปฏิบัติงานให้ทราบถึงอันตราย และดำเนินการอพยพออกจากพื้นที่
- 2) ดำเนินการกักบริเวณโดยการใช้ survey meter ในการตรวจวัด และปิดกั้นบริเวณที่รั่ว
- 3) แจ้งผู้เกี่ยวข้องทราบถึงเหตุการณ์ (PTTC NSO) และดำเนินการตามแผนฉุกเฉิน

- 4) ปฏิบัติตาม P-(Q-TS)-015-(OE): การทำงานกับสารกัมมันตรังสี ข้อ 5.5 กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินและต้องแจ้งให้มีการกักบริเวณตามแผนป้องกันและระงับอันตรายจากสารกัมมันตรังสีในการดำเนินงานปกติ และเหตุการณ์ทางรังสีหรืออุบัติเหตุร้ายแรง อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง
- 5) ประสานงานกับสำนักงานปรมาณูเพื่อสันติและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โทร. 089-200-0243, 065-523-5134 (24 ชม.), ตามด้วย : 1269

5.8.6 การควบคุมเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นกับโครงการและระบบที่เกี่ยวข้องกับโครงการ

ให้ Q-SH-CM ของแต่ละชิ้นที่ประกอบขึ้นจากชิ้นส่วน B-CM-QP และหน่วยย่อยที่เกี่ยวข้อง ในการดำเนินการตามแผนฉุกเฉินที่เตรียมไว้

ประสานงานการระงับเหตุ โดยประสานความร่วมมือกับการฝึกซ้อม หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการดำเนินการตามแผนฉุกเฉิน จัดทำแผนฉุกเฉิน (Pec Incident Plan) และจัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผน

5.8.6 การควบคุมเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นกับการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ โรงงานของผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ ให้ Q-SH-CM ของชิ้นที่กักเก็บรังสีของผลิตภัณฑ์ หน่วยปฏิบัติการที่ควบคุมการขนส่งผลิตภัณฑ์ที่กักเก็บรังสีของผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ และจัดเตรียมแผนฉุกเฉินในการประสานงานการระงับเหตุ โดยประสานความร่วมมือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้มีการฝึกซ้อมตามแผน

5.8.7 การควบคุมเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นกับผู้ป่วย มะเร็งเต้านมหรือมะเร็งต่อมลูกหมาก กรณีที่มีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์

- แจ้งเบ็ดเตล็ด Vp ของผลิตภัณฑ์ที่กักเก็บรังสีของผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ Q-SH-CM และ SHC ของชิ้นที่กักเก็บรังสีของผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ ให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงความจำเป็นในการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ และแจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์
- ให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงความจำเป็นในการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ และแจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงความจำเป็นในการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์
- กรณีเป็นเหตุฉุกเฉินที่ผู้ป่วย SHC Manager ซึ่งได้รับการอพยพไปอยู่ในที่ปลอดภัย หากผู้ป่วยมีอาการผิดปกติหรือมีอาการผิดปกติ แจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ และแจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์
- ให้ SHC Manager ซึ่งได้รับแจ้งเหตุฉุกเฉินให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ และแจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์
- กรณีเป็นเหตุฉุกเฉินที่ผู้ป่วย SHC Manager ซึ่งได้รับการอพยพไปอยู่ในที่ปลอดภัย หากผู้ป่วยมีอาการผิดปกติหรือมีอาการผิดปกติ แจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ และแจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์
- ให้ SHC Manager ซึ่งได้รับแจ้งเหตุฉุกเฉินให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ และแจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์
- กรณีเป็นเหตุฉุกเฉินที่ผู้ป่วย SHC Manager ซึ่งได้รับการอพยพไปอยู่ในที่ปลอดภัย หากผู้ป่วยมีอาการผิดปกติหรือมีอาการผิดปกติ แจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ และแจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์
- ให้ SHC Manager ซึ่งได้รับแจ้งเหตุฉุกเฉินให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์ และแจ้งให้ทีมปฏิบัติงานทราบถึงวิธีการขนส่งผลิตภัณฑ์ทางการแพทย์

5.8.8 การควบคุมเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นกับโครงการและระบบที่เกี่ยวข้องกับโครงการ

ให้ Q-SH-CM ของแต่ละชิ้นที่ประกอบขึ้นจากชิ้นส่วน B-CM-QP และหน่วยย่อยที่เกี่ยวข้อง ในการดำเนินการตามแผนฉุกเฉินที่เตรียมไว้

ลูกบิณเฉพาะที่รับทราบถึงและแสดงรับเหตุ (pre incident plan) (จะจัดให้มีการฝึกซ้อมตามความเหมาะสม)

5.9 การปฐมพยาบาล (First Aid)

ให้ First Aid หรือทีมที่มีหน้าที่ Rescue ช่วยเหลือและเกิดอาการเจ็บป่วยหรือมีอาการที่ผิดปกติให้รีบนำส่งโรงพยาบาลและรีบติดต่อหน่วยกู้ชีพฉุกเฉิน (Triage Area) หรือสถานพยาบาล เมื่อทำตามปฐมพยาบาลแล้วอาการผู้ป่วยดีขึ้น ในกรณีที่ผู้ป่วยมีอาการผิดปกติอย่างรุนแรง ให้รีบนำส่งโรงพยาบาลให้โดยเร็วที่สุดโดยติดต่อหน่วยกู้ชีพฉุกเฉิน OC ร่วมกับ OC

กรณีที่มีผู้ประสบภัยจำนวนมากให้ SME Co. Duty ติดต่อกับทีม SME Emergency และ Plan ในสถานเดียวกันหรือจากส่วนกลาง เข้ามาช่วยเหลือ Triage Area ตามแผนปฏิบัติการฉุกเฉินพยาบาล (Incident Emergency Plan) และแสดงแผนที่บริเวณของสถานที่กำหนดรวมการดูแลผู้บาดเจ็บ

5.10 การอพยพ

5.10.1 Area Walkdown

ให้ VP ทุกสังกัดตามแบบแผนงานในสังกัดเป็น Area Walkdown ประจำพื้นที่ที่มีพนักงานสังกัดบริษัท ปฏิบัติงานอยู่ และให้ Q-SH-CM และทีมผลิตและจัดเตรียมชุดที่ใช้รับมือบนหน้าจาก VP มาทำหน้าที่เป็น Area Walkdown แล้วจะทำการประกาศการเรียกตัวพื้นที่สำนักงาน และผู้รับเข้าได้ Assembly Controller โดยจัดตามหน่วยความความเหมาะสม รายละเอียดตามบทกึ่งบริษัทฯ มี Tel.075225558

5.10.2 การปฏิบัติ

การอพยพและตรวจเช็คจุด เป็นทีมชุดเฉพาะเร่งของอพยพ ไม่ปฏิบัติ ดังนี้

- ให้ผู้ที่ปฏิบัติงานตามชุดปฏิบัติการฉุกเฉินหรือผู้ที่ต้องเข้าไปพื้นที่ ฉุกเฉินและเมื่อเกิดต่าง ๆ ที่ผิดปกติภายใน และอพยพไปยังจุดรวมพล นำเจ้าหน้าที่ไปร่วมสังเกตการณ์ที่กำหนดในกรณีพิพาทพิจารณาตามพื้นที่มีการประกาศแจ้งให้ปฏิบัติ
- ให้ Area Walkdown ทำหน้าที่ตรวจสอบพื้นที่ที่ได้รับมอบหมายให้บุคคลมาชุดปฏิบัติการฉุกเฉินหรือผู้ที่ต้องเข้าไปพื้นที่ ฉุกเฉิน และเมื่อมีคำสั่ง ๆ ที่ผิดปกติและอพยพไปยังจุดรวมพล หรือให้ไปร่วมสังเกตการณ์ที่กำหนดในกรณีพิพาท

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารนี้เป็นความลับ ขอสงวนสิทธิ์ในข้อมูลที่มีสิทธิ์ โกลบอล เทคโนโลยี 444 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร กรุงเทพฯ 10130 และเว็บไซต์ของบริษัทฯ ห้ามเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารนี้เป็นความลับ ขอสงวนสิทธิ์ในข้อมูลที่มีสิทธิ์ โกลบอล เทคโนโลยี 444 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร กรุงเทพฯ 10130 และเว็บไซต์ของบริษัทฯ ห้ามเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

- ให้ Assembly Controller หรือ Area Walkdown อาวุโสทำหน้าที่ควบคุม จัดระเบียบการรวมพลและตรวจความพร้อมของแต่ละกลุ่ม แจ้งสรุปผลการตรวจไปยังจุด ECC
- ให้ทีมรักษาความปลอดภัยกับและผู้รับทราบตรวจสอบจำนวนบุคคลในบริษัทกับจำนวนกลุ่มงาน เหลืออยู่ผู้ที่อยู่ในการดูแล เช่น นักกึ่งปฏิบัติงาน ผู้รับผิดชอบ ฯลฯ รายงานต่อความคืบหน้าให้ Assembly Controller ทราบ
- ให้ EOC และทีม EOC เป็นผู้พิจารณาจากแผนที่ต้องไม่ใช้ขอขาคัดเลือกย้ายออกจากจุดรวมพลภายในโรงงาน/บริษัทฯ ไปยังพื้นที่ปลอดภัยตามจุดในทางตามที่เห็นสมควร
- ให้ Assembly Controller /Area Walkdown ติดตามสถานการณ์จุด EOC กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 1 หรือตาม EOC กรณีฉุกเฉินระดับ 2 และ 3 เพื่อให้ทราบสถานการณ์และการแก้ปัญหา กรณีที่ต้องอพยพและอพยพและเคลื่อนย้ายที่รวมพลให้แจ้งผู้ถืออำนาจสงวน 128 ต่อกระทรวงมหาดไทยถึงทีมและหน่วยงานหลัก และ EOC ที่ผู้เกี่ยวข้อง

5.11 ศูนย์ประสานกันพื้นที่

ให้ SC/CM และ EOC/EV/VP สามารถมีเกิดเหตุ เป็นผู้พิจารณาตามแผนที่ตั้งของจุดอพยพพร้อมพื้นที่ที่จุดเป็นศูนย์กลางการดำเนินการเกี่ยวกับงานประจำเช่น พื้นที่ควบคุมและติดต่อข่าว และให้การจัดเก็บข้อมูลตามแผนและหน่วยงานราชการ โดยแจ้งถึง EOC และทีมโรงงานตาม SC-CM ที่ปฏิบัติหน้าที่รวมจำนวนการ ให้ประสานงานกับ Service Co. จัดเตรียมอุปกรณ์สื่อสาร สิ่งอำนวยความสะดวกต่าง ๆ ได้แก่ โทรศัพท์ Internet, โทรศัพท์มือถือ การและอื่นๆตามความจำเป็นด้วยวิธีประชุมหรือประชุมด้วย

ผู้ที่เกี่ยวข้องในการตรวจสอบและประเมินการดำเนินการตามแผน P-SC-CM-001 ผู้มีการสื่อสารในภาวะวิกฤต ฝ่ายรับ รายงานเหตุการณ์องค์กร กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับ 3 และ CISO ประเมินภาวะฉุกเฉินและภาวะวิกฤต จะมีการจัดตั้งศูนย์บริหารภาวะวิกฤตของ CM/C ส่วน 5. EO และทีม CIBC (M-1882) ทีม ES, EOC, ตามแผนการบริหารจัดการภาวะฉุกเฉินและภาวะวิกฤต โดย SC/CM จะทำหน้าที่เป็นฝ่ายสนับสนุนด้านการในภาวะวิกฤต

5.12 การติดต่อสื่อสาร

5.12.1 การสื่อสารภายในบริษัท แผนทางการติดต่อสื่อสารภายในบริษัท

1) วิธีการสื่อสาร

หน้า 27 จาก 52

วันที่มีผลบังคับใช้: 17/06/2020

5.20 การตรวจรับ และการตรวจยอมรับ

ให้หน่วยงาน SHE ประจำพื้นที่ มีหน้าที่ในการตรวจรับผลิตภัณฑ์ตามข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับผลิตภัณฑ์ที่ไม่ได้เกิด incident ที่ส่งให้เกิดการรั่วไหลของสารเคมี /สารไวไฟ บริเวณเดิมเก็บไปไว้ให้พนักงาน ได้มีส่วนร่วม ตรวจบันทึกในการตรวจสอบพื้นที่ซึ่งเสี่ยงกับการเกิด incident เช่น การจัดทำโครงการแผนป้องกันเหตุการณ์ปลอดภัยโดยรวมกรณีผลิต (PSMA, การเดินตรวจติดตามความปลอดภัย (SWOL, การจัดทำกิจกรรม 5 ศ. งานใช้ความถวามปลอดภัย, การจัดทำสื่อ Safety News ยะ Lessen Learn หรือการประชุมกลุ่ม เป็นต้น

5.21 การปรับปรุงแก้ไข

ให้ Q-SH-CM เป็นผู้รับผิดชอบในการดำเนินการแก้ไขปรับปรุงขั้นตอนการดำเนินการตามความดูแลฉุกเฉินให้ทันต่อยุทธศาสตร์ความปลอดภัยในการรับมือกับกรณีฉุกเฉินที่มีผลกระทบถึงกระทั่งความเสียหายของหน่วยงานแบ่งงานแบ่งงาน บริษัท พีทีทีโกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ซึ่งดำเนินการตามการปรับปรุงแก้ไขแผนการควบคุมไว้กับแผนสำรอง 3 เดือน หรือตามแบบเฉพาะภาคของพื้นที่

6. ภาคผนวก

6.1 คำจำกัดความ

- กองอำนาจการป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย

ผู้ดำเนินการแจ้งเหตุ ในขณะแจ้งเหตุของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

ราชการจังหวัดระยอง

ผู้ประสานงานฉุกเฉิน ในเขตอำนาจของหน่วยงาน

นายอำเภอเมืองระยอง

ผู้ประสานงานที่ลงพื้นที่ในเขตเทศบาลเมืองเมืองระยอง

นายแพทย์ หมอ เขตเทศบาลนครเมืองระยอง

ห้องแม่และบรรณาธิการที่ขึ้นถึงจังหวัดระยอง

ทางความถึงสำนักงานที่เกี่ยวข้องและบรรณาธิการ

จังหวัดระยอง

สถานะที่เป็นอันตราย หรือสถานะที่มีอันตรายสูงเมื่อเกิดขึ้นในสถานการณ์ฉุกเฉิน

ก่อนได้เกิดอันตราย หรือก่อนการเกิดอันตราย

อย่างไรก็ตาม ได้ดำเนินการไว้แล้ว / เผลอไป / การจัดการ

ระมัดระวัง หรือการระมัดระวัง / การระมัดระวัง

รังสี

ศูนย์บัญชาการเหตุการณ์จังหวัด / อำเภอ

ศูนย์ปฏิบัติการฉุกเฉินของสำนักงานส่วนกลาง/เขต

เขต

ปฏิบัติการที่จัดทำขึ้นให้เกิดขึ้นภายในโรงงานและองค์กร

การแพทย์ในหน่วยงาน ซึ่งไม่ฉุกเฉินและสามารถดำเนินการได้ในช่วงเวลาจำกัด เช่น เมื่อก่อน

เช่นกัน เคียงด้วยกรณีการดำเนินการอื่น ๆ (ตามที่ระบุ

ในประกาศของกรม.)

ผู้กำกับหรือตรวจสอบพื้นที่ที่มีอยู่ฉุกเฉิน

ผู้กำกับหรือควบคุม จัดระเบียบการรวมพลและ

ตรวจสอบผลการตรวจประเมินผู้ควบคุม

กอง

ผู้ดำเนินการแจ้งเหตุ

ราชการจังหวัดระยอง

ผู้ประสานงานฉุกเฉิน ในเขตอำนาจของหน่วยงาน

นายอำเภอเมืองระยอง

ผู้ประสานงานที่ลงพื้นที่ในเขตเทศบาลเมืองเมืองระยอง

นายแพทย์ หมอ เขตเทศบาลนครเมืองระยอง

ห้องแม่และบรรณาธิการที่ขึ้นถึงจังหวัดระยอง

ทางความถึงสำนักงานที่เกี่ยวข้องและบรรณาธิการ

จังหวัดระยอง

สถานะที่เป็นอันตราย หรือสถานะที่มีอันตรายสูงเมื่อเกิดขึ้นในสถานการณ์ฉุกเฉิน

ก่อนได้เกิดอันตราย หรือก่อนการเกิดอันตราย

อย่างไรก็ตาม ได้ดำเนินการไว้แล้ว / เผลอไป / การจัดการ

ระมัดระวัง หรือการระมัดระวัง / การระมัดระวัง

รังสี

ศูนย์บัญชาการเหตุการณ์จังหวัด / อำเภอ

ศูนย์ปฏิบัติการฉุกเฉินของสำนักงานส่วนกลาง/เขต

เขต

ปฏิบัติการที่จัดทำขึ้นให้เกิดขึ้นภายในโรงงานและองค์กร

การแพทย์ในหน่วยงาน ซึ่งไม่ฉุกเฉินและสามารถดำเนินการได้ในช่วงเวลาจำกัด เช่น เมื่อก่อน

เช่นกัน เคียงด้วยกรณีการดำเนินการอื่น ๆ (ตามที่ระบุ

ในประกาศของกรม.)

ผู้กำกับหรือตรวจสอบพื้นที่ที่มีอยู่ฉุกเฉิน

ผู้กำกับหรือควบคุม จัดระเบียบการรวมพลและ

ตรวจสอบผลการตรวจประเมินผู้ควบคุม

CRC	ศูนย์รับมือเหตุการณ์เฉพาะทางฉุกเฉินและภาวะวิกฤต (Crisis & Business Continuity Management Center)
CCB	คณะกรรมการฉุกเฉิน (Central Control Building)
CCR	ห้องควบคุมภาวะฉุกเฉิน (Central Control Room)
CHC	ศูนย์บัญชาการภาวะฉุกเฉิน (Crisis Management Center)
Command Post	ที่บัญชาการเหตุการณ์ ณ จุดฉุกเฉิน เป็นพื้นที่ที่ปลอดภัยในลักษณะฉุกเฉินที่ OC ใช้ประสานงานและออกปฏิบัติการ และ ใช้เป็นจุดรวมการสื่อสารในจุดฉุกเฉินซึ่งมี MC3 เป็นที่ประสานงาน
Contact Point	จุดติดต่อที่ภายนอกได้รับทราบไม่เปิดเผยภายนอกจุดฉุกเฉิน (MC2) รอประสานงานกับทีมสนับสนุนภายนอก นำส่งมอบหมายมอบ มอบที่ Fire Runner จะนำตัวไปส่งจุดฉุกเฉิน
CSR	หน่วยงานบริหารจัดการที่สื่อสาร
Duty Team	Emergency Duty Team, ผู้บริหารที่ออกทำงานที่จำเป็น ที่มีการให้ตัวสำรองตามลำดับ การ ประสานงาน และ สนับสนุนการควบคุมเหตุการณ์
ECC	Emergency Command Center -ECC, ศูนย์บัญชาการฉุกเฉิน
ECC S&E	ทีมสนับสนุนด้านสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของพื้นที่ NPCC S&E ซึ่งอยู่คู่กับบริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ จำกัด (มหาชน) ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมสิ่งแวดล้อมและใช้ข้อมูลบริษัท
ED	ผู้อำนวยการภาวะฉุกเฉินของโรงงาน (Emergency Director)
ED Duty	ผู้บริหารที่เข้าร่วมทีมอำนวยความสะดวกฉุกเฉิน
EM	ผู้จัดการภาวะฉุกเฉินของโรงงาน (Emergency Manager)
EMTAG	กลุ่มโรงงานสนับสนุนการเกิดของตัวฉุกเฉินฉุกเฉินฉุกเฉินฉุกเฉิน (Emergency Mutual Aid Group)

EMCC	ศูนย์ประสานและควบคุมภาวะฉุกเฉินและทีมที่รับผิดชอบแบบบูรณาการ ฉุกเฉิน (Environment Monitoring Control Center)
Emergency Response Team ER Duty	ทีมเข้าถึง Plant ERT และ Emergency Duty Team
Fire Runner	ผู้ติดตัว SIE, Q-SH-CM และ ทีมงาน Q-SH-CM ที่ปฏิบัติหน้าที่ Emergency Duty Team
ERT	ผู้ร่วมปฏิบัติกับทีมสนับสนุนจากหน่วยงานนอก (ถ้ามี) รวมแล้วกับ OC หรือ MC3 ที่จุดเกิดเหตุ
PFT-A	ทีมระงับเหตุฉุกเฉิน (Fast Intervention Team)
PFT-B	ERT Team ของโรงงานที่เกิดเหตุ จัดตามคำสั่งขยายไปและที่ทำการปฏิบัติงานโดย Shift Manager หรือ Shift Supervisor
PFT-C	ERT Team-Backup จากโรงงานที่ไม่ได้เกิดเหตุ จัดตามคำสั่งขยายไปและที่ทำการปฏิบัติงานของหน่วยงาน Q-SH-CM
FTD	การรถที่มีรถฉุกเฉินจากหน่วยงาน
GEAIC	Fire Truck Driver
IEAT	ศูนย์จัดการเหตุการณ์ "กลุ่ม 1000" (PVT Group Emergency Management Center)
IEAT-ATTP	ทีมประสานการแบ่งประเภทไฟ (Industrial Estate Authority of Thailand)
ARC	ทีมประสานการแบ่งประเภทไฟ (Map Ta Phut Industrial Estate)
MCB	ผู้ประสานงานฉุกเฉิน (Mutual Aid Coordinator)
MCBA	การควบคุมการผลิตที่ AUC1 (Main Control Building)
OC	การควบคุมการผลิตที่ ARO2 (Main Control Building)
	ผู้บัญชาการ ณ จุดเกิดเหตุ (On Scene Commander)

OSRP
Oil Spill Response Plan/Contingency Plan

Plant ERT
Plant Emergency Response Team เป็นกลุ่มปฏิบัติงานทาง
หน่วยปฏิบัติการที่มีหน้าที่เกิดตามให้ภาวะฉุกเฉินของ
โรงงานที่ผลิต

Q-SH-CM
หน่วยงานบริหารสายงานที่คุมและภาวะฉุกเฉิน

RHL
ทีมตอบสนองกรณี ภัย โศก

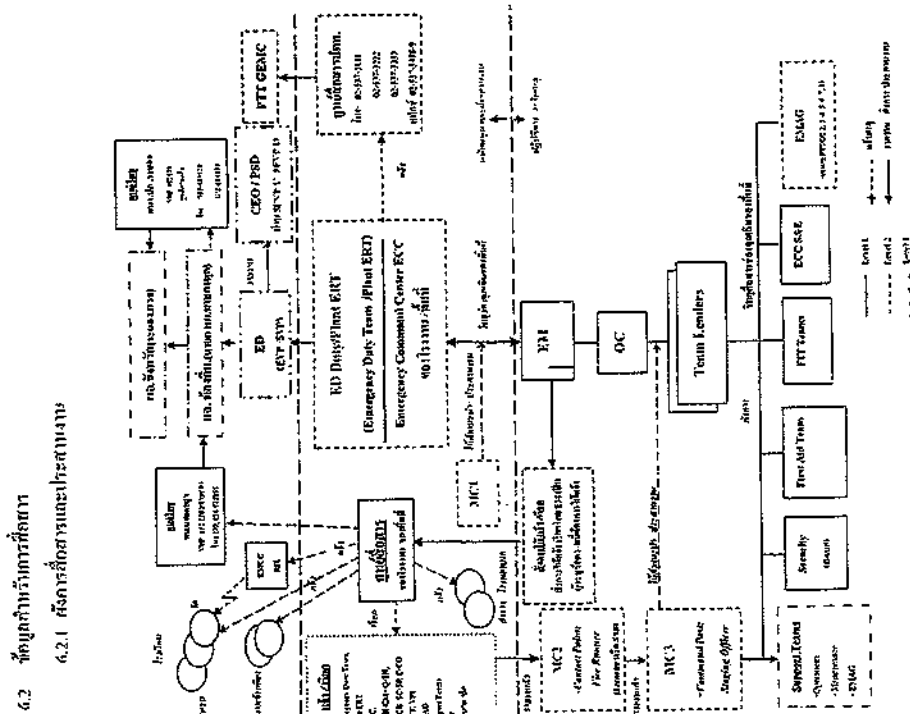
RSO
เจ้าหน้าที่ที่สามารถตลอดทั้งการวิ่งสี (Reliability Safety
Officer)

SM
Shift Manager

SMS
ระบบข้อความสั้น (Short Message System)

SS
Shift Supervisor

Triage Area
จุดคัดกรองผู้บาดเจ็บที่ได้รับบาดเจ็บจากอุบัติเหตุ



Emergency Dept. 2001-2002

6.2.1 Emergency Duty Team

๔.๓.๓.๑ Emergency Duty Team (EDT) ประกอบด้วย ๑ ดังนี้

- 1) ED Duty
- 2) Operation Duty
- 3) SHL Duty
- 4) ER Duty
- 5) Maintenance Duty
- 6) Marines Duty (Marine Day only Refinery)
- 7) P-T Duty
- 8) HR Duty
- 9) Services Duty
- 10) CSR Duty
- 11) SC-CIB Duty

6.3.1.2 PTTCC ดำเนินการใน Emergency Duty Team 3 กลุ่ม โดยกลุ่มแรกเป็นทีมรักษาความปลอดภัย

- 1) Emergency Duty Team 1 รับผิดชอบหน้าที่ GC 4, 5, 6, 7, 8 และ Pipeline
- 2) Emergency Duty Team 2 รับผิดชอบหน้าที่ GC 1, 13 และ OLE Field GC 2, 3, 11
- 3) Emergency Duty Team 3 รับผิดชอบหน้าที่ GC12, GCS, HDPEZ, LDPE, LLDPE, GGC, Lab Center, GGC, PPGT.

6.3.1.3 กำหนดให้ HR Duty Services Day, CSR Day และ SC-CB Day เป็นวันหยุด

$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{x}} \right) = \frac{\partial L}{\partial x}$

6.3.1.4 การจัดหาที่พัก Emergency Day Team ที่โครงการฯ : ๕ (ห้า) ไร่เศษ
ประมาณ ๑๘,๐๐ บาท.

11:00 AM - 12:00 PM

6.3.1.5 TiO_2 -SiO₂-CM เป็นฟิล์มที่เตรียมจากกระบวนการปั่นเคลือบแบบหมุน (spin coating) โดยนำสารละลายที่เตรียมไว้มาปั่นเคลือบบนแผ่นซิลิกอนที่ผ่านการทำความสะอาดเรียบร้อยแล้ว

$$r_{\text{eff}} = \frac{\sum_{j=1}^n r_j}{n}$$

6316 บทบาทและคุณค่าของ "การวัด" ในการพัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ

- [illegible]

- 6) DM SME ของพื้นที่ และกลุ่ม SME ประจำพื้นที่
 - 7) ERS Supervisor ของพื้นที่ และกลุ่ม Q-SH-CM ประจำพื้นที่
 - 8) DM Maintenance ของพื้นที่
 - 9) DM HIR Partner ของพื้นที่
- Plant ERT เป็นกลุ่มผู้บริหารการปฏิบัติการและกระบวนการของหน่วยงานเกี่ยวกับการผลิตของโรงงาน มีหน้าที่รับผิดชอบในการปฏิบัติงานและสนับสนุนการปฏิบัติงานของแต่ละโรงงานโดยตรง (ซึ่งอาจหมายถึงทีม Emergency Duty Team ด้วย)
- ในกรณีที่ Emergency Duty Team ไปได้เข้าผู้รับผิดชอบของการปฏิบัติการไปปฏิบัติภารกิจไม่ได้ในทันทีที่สถานการณ์ฉุกเฉินเกิดขึ้นของโรงงานที่เกิดโดยธรรมชาติ Plant ERT อยู่ในพื้นที่หรืออยู่ในระยะห่างที่สามารถเดินทางเข้าถึงได้ในระยะเวลาที่เหตุฉุกเฉินยังคงส่งผลกระทบต่อดำเนินงานที่ดำเนินการตามแผนฉุกเฉินตามข้อกำหนดด้านความปลอดภัยของโรงงานที่ได้รับแจ้งเกิดจาก Emergency Duty Team
- ในการจัดกลุ่ม SMS เกี่ยวกับการแจ้งเตือนเหตุฉุกเฉินของโรงงานผู้บริการของโรงงานควรจัดทำใบข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพิ่มเติมและจัดตั้งผู้รับผิดชอบด้าน SMS ได้ตลอดเวลาที่เหมาะสมของแต่ละพื้นที่
- 6.1.2 แนวทางปฏิบัติหน้าที่ของ Emergency Duty Team และ Plant ERT
- ให้ Emergency Duty Team และ Plant ERT ปฏิบัติหน้าที่ที่เกิดเหตุฉุกเฉินโดยกำหนดแนวทาง ดังนี้
- 1) Emergency Duty Team และ Plant ERT จะปฏิบัติตามขั้นตอนฉุกเฉินระดับ 2 และ 3
 - 2) Emergency Duty Team เป็นทีมที่รับผิดชอบ 24 ชั่วโมง และต้องอยู่ตลอดเวลาที่สามารถเดินทางมาถึงโรงงานได้ภายในไม่เกิน 1 ชั่วโมง
 - 3) เมื่อฉุกเฉินเกิดขึ้นให้ปฏิบัติตามดังนี้
 - ให้ Emergency Duty Team ไปรายงานตัวที่ ECC ทันที
 - ให้ Plant ERT ไปรายงานตัวที่ ECC ที่กรณีที่เกิดจาก Emergency Duty Team (เมื่อยังไม่ได้)
 - เมื่อ Plant ERT มาถึง ECC ให้ Emergency Duty Team สามารถเริ่มภารกิจที่ไม่ใช่เจ้าของพื้นที่ส่งมอบหน้าที่ให้กับ Plant ERT และให้ผู้ที่ควบคุม Plant ERT จนกว่าสถานการณ์จะคลี่คลายจนจบ

- 6.2 แนวทางปฏิบัติของ Emergency Support Teams
- Emergency Support Teams เป็นทีมที่สนับสนุนอื่นๆ นอกเหนือจาก Plant ERT และ Emergency Duty Team ที่ได้รับติดต่อจากโรงงานว่าช่วยสนับสนุนหรือช่วยเหลือการระงับเหตุฉุกเฉิน
- 6.2.1 ขั้นตอนการปฏิบัติที่ควรไปดำเนินการ Emergency Support Teams เมื่อได้รับการเรียก
- เดินทางมาตามตัวที่ ECC ของโรงงานที่เกิดเหตุโดยด่วนด้วย
 - รายงานตัวและเข้าที่ที่ ECC กับ Emergency Response Team ที่เกี่ยวข้องที่ ECC
 - เตรียมพร้อมอยู่ที่สถานที่เกิดเหตุหรือสถานที่เกิดเหตุ / หรือสถานที่ที่ให้ความช่วยเหลือ
 - เตรียมพร้อมตามการปฏิบัติงาน การระงับเหตุ หรืองานตามขั้นตอนที่ผู้รับทราบ
 - จัดให้มีการฝึกอบรมและประเมินผลของทีมงานที่มีหน้าที่เกี่ยวข้อง และความลับของข้อมูล
 - จัดเตรียมแผนและพร้อมที่จะรับการสนับสนุนที่มีประสิทธิภาพ
- 6.2.2 กรณีเหตุการณ์ระดับ 3 หรือมีการฉุกเฉินต่อเนื่องให้พิจารณาตามหน้าที่ที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้
- ประสานงานเตรียมกำลังพลสำหรับการเสริมกำลังและการสนับสนุนการปฏิบัติงานและการปฏิบัติงานต่อเนื่อง
 - กรณีสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง 2 ชุด (และ) หรือปฏิบัติการ
 - ให้ความช่วยเหลือในการเตรียมความพร้อมอุปกรณ์ที่ต่อเนื่อง ไม่พบ เครื่องมือหรืออุปกรณ์การระงับเหตุฉุกเฉิน ที่จำเป็นเพิ่มเติม
 - เตรียมความพร้อมการระงับเหตุฉุกเฉินตามหน้าที่ที่จำเป็นจากโรงงาน เช่น ปิดคลัง หรือ Workshop, งานบริการด้านพลังงาน งานช่างและ อื่นๆ นั้นเอง
 - จัดตั้งศูนย์ประสานงาน ECC, อุปกรณ์สื่อสาร, การจัดหาพลังงานหรือทรัพยากรที่จำเป็นหรือของขาดแคลน
 - จัดเตรียมพร้อมสนับสนุนตามที่ได้รับแจ้งจาก ECC

6.1 การประสานงานกับทีมที่ MC

เมื่อเกิดเหตุการณ์ระดับ 2 หรือ 3 ให้ ERT On Duty ทำหน้าที่ MC1 จนกว่า DM SME ของพื้นที่จะมารับหน้าที่ MC1 และให้ติดต่อทีมที่ Q-SH-CM Control ของพื้นที่นั้น ทำกับศูนย์ควบคุมระบบ โดยไปทำช่วยหน้าที่ MC (MC1, MC2, MC3) ทำหน้าที่ที่ประสานงานการช่วยเหลือจากทีมที่ PTTGC. ทีม ERMAG และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการป้องกันและระงับผลกระทบและตอบและทำหน้าที่ Signaling Officer, ERT Advisor มีหน้าที่ประกบติดกับทีมระบบฯ โดยไปแจ้งหน่วยที่เกี่ยวข้อง

- ให้ DM SME ของพื้นที่ติดต่อ ทำหน้าที่ MC2 เป็น On Duty และ ERT Advisor ที่ ERT ในทีมระบบฯ E.D. FCC ในการดำเนินการติดต่อประสาน และออกคำสั่งการ ปรึกษาช่วยเหลือในการวางแผนการรับมือ และประสานงานกับศูนย์ควบคุมระบบฯ
- ให้ ERS Supervisor ของพื้นที่เกิดเหตุ ทำหน้าที่ MC3 เป็นผู้ประสานงานกับทีมประเมินเหตุการณ์จากภายนอกที่จุดทางเข้าของโรงงาน (Control Point)
- ให้ ERS (Plant) ของพื้นที่เกิดเหตุทำหน้าที่ MC3 เป็นผู้ประสานงานกับทีม ERT ในการจัดการกับทีมระบบฯ ที่เกิดเหตุ
- DM SME ของพื้นที่เกิดเหตุ ทีม Q-SH-CM ที่ได้รับแจ้งเข้าทีมได้เข้ามาช่วยงานเพิ่มเติม ให้ MC (MC1, MC2 และ MC3) ประสานงานกับทีมและตามแผนการป้องกันความปลอดภัยของโรงงานและระบบความปลอดภัยที่เกี่ยวข้อง โดยอาจกำหนดให้ทำหน้าที่ ดังนี้
 - ให้จัดทำบันทึกที่ชื่อด้วย SM: เรืองเบญจรัตน์ ที่ได้รับมอบหมาย
 - ให้บันทึกที่ชื่อด้วย SM: และประสานงานกับทีมระบบฯ ตามแผนการควบคุม
 - ดำเนินการ / ตามแผนการ on-call รอคำสั่งถึง ตามแผนปฏิบัติงานที่กำหนด
 - ให้ดำเนินการที่ประสานงานการปิดกั้นพื้นที่และตามแผนการจราจรตามแผนที่กำหนด / และประสานงานกับเจ้าหน้าที่ตำรวจ
 - ประสานงานกับหน่วยงานหน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้องตามแผนที่ปฏิบัติการบังคับตามระงับเหตุที่เกิดตามแผน
 - ประสานงานสื่อสารการจัดการจัดการเหตุหรือเหตุการณ์ตาม
 - ดำเนินการอื่น ๆ ตามที่ได้รับมอบหมาย

6.2 การทำหน้าที่ SHE Coordinator

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

- ใช้ข้อมูลและทำงานร่วมกับ ERT ทีม SHE
- สื่อสารกับ Plant, PPT, SSHE, Duty
- ตรวจสอบและประเมินสถานการณ์ด้านความปลอดภัย
- แจ้งหน่วยงานภายนอกและโรงงานข้างต้นซึ่งต้องการได้รับการช่วยเหลือ
- ประเมินและใช้ทรัพยากรตามรายการที่ทราบด้านความปลอดภัยและสิ่งบ่งชี้ความเสี่ยงในการปฏิบัติการและระงับเหตุ
- ดูแลตรวจสอบให้ทีมระบบฯ ที่เกิดเหตุได้ดำเนินการได้และเปิด-จ่าย MPE
- ควบคุมดูแลในการจัดการผู้บาดเจ็บที่จุด Triangulation การจัดการและการทำทะเบียนผู้บาดเจ็บก่อนการส่งต่อและแจ้งข้อมูลผู้บาดเจ็บให้ ERT (HR Ca.)ทราบ
- นำบันทึก บันทึกผลการดำเนินงานในแผนเฟสแรกที่กำหนดและพร้อมแสดงที่นัด
- ส่งรายงาน / หรือข้อมูลตามหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องตามกฎหมาย

หมายเหตุ: เมื่อเกิดเหตุการณ์ระดับ 2 และระดับ 3 ให้ทีมที่รับผิดชอบ ERT SME On Duty ส่ง 3 คนและให้ SME On Duty ของพื้นที่หรือทีมที่รับผิดชอบ ที่ให้ ERT On Duty รับ 3 คน ไปช่วยสนับสนุนทีมที่จัดการเหตุการณ์ระดับ 2 และระดับ 3 โดยให้ SME On Duty รับ 3 คน ปฏิบัติหน้าที่ตาม ตาราง SME ที่ทีมที่ ERT On Duty รับ 3 คน

6.5 การสนับสนุนระหว่างโรงงานภายใน PTTGC

กรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินดังต่อไปนี้ ซึ่ง PTTGC สามารถแจ้งศูนย์จัดการภัยพิบัติ การสนับสนุนจาก ECC S&E และขอการสนับสนุนระหว่างโรงงานโดยชุดกำลังจากหน่วยงาน Q-SH-CM จากโรงงานอื่นใน PTTGC ที่ไม่เกิดเหตุ เพื่อบริการฉุกเฉินของ Q-SH-CM ซึ่งทั้ง PTTGC Buddy โดยไม่พิจารณาถึงกำลังพล รถถังเสริมและ อุปกรณ์สื่อสารการสนับสนุนและ ทัศนคติระหว่างโรงงาน

การแจ้งผลการให้การสนับสนุนและรับภาระสนับสนุนช่วยเหลือที่ระหว่างโรงงานส่วนนอก เมื่อเกิดเหตุการณ์ระดับ 1 และ 2 รวมทั้งเหตุการณ์ปกติ ทำตามได้ใช้กับหน่วยงานตามตาราง ดังนี้

ชนิดภัยพิบัติ	Buddy Plant
Q-SH-CM HT Team	ที่ได้รับอนุญาตระดับ 1
ECC S&E	ทุกราย
1-1*	AR02, RO, ถัง 16, GC-13
1-4*	1-17, AR01, REF, BPE, GCS, Interconnecting Pipeline
PE*	BTF, GCS, Lab, GGC, PPTCL
AR01	1-17, BPE, GCS, Interconnecting Pipeline
AR02	RO, ถัง 16
REF	HTF

หมายเหตุ

กรณีเกิดเหตุการณ์ภายในให้ ECC S&E ขอสนับสนุนทีมสนับสนุน 1) เปลี่ยนทีมสนับสนุน Buddy Plant กับทีมที่ระดับ 1 เมื่อได้รับแจ้ง

2.กรณีฉุกเฉินระดับ 2 และ 3 สามารถเรียกจัดการทีมสนับสนุนได้หลายโรงงาน

6.6 การฟื้นฟูและการบรรเทาทุกข์

เพื่อให้เป็นแนวทางในการดำเนินการฟื้นฟูและบรรเทาทุกข์ให้ตรงจุดช่วยบรรเทาผู้จัดการในชุมชนที่เกี่ยวข้องกับโรงงานที่เกิดเหตุฉุกเฉิน หรือลดต้นทุนการฟื้นฟูที่เกี่ยวข้องกับการฟื้นฟูและการบรรเทาทุกข์ ดังนี้

- แบ่งทรัพยากรที่จำเป็นในการฟื้นฟูและการบรรเทาทุกข์และดำเนินการบรรเทาทุกข์ และลดต้นทุนการทำงาน
- กำหนดนโยบายในการดำเนินการให้การสนับสนุนให้ทันเวลาและเหมาะสมกับความต้องการ
- ใช้คณะกรรมการฉุกเฉินที่ระบุ แผนงาน และดำเนินการตามแผนที่กำหนด
- กำกับดูแลการฟื้นฟูการบรรเทาทุกข์ให้ผู้ใช้กำกับดูแลติดตามการดำเนินงานให้เกิดประโยชน์สูงสุด

ประเด็นปัญหาและอุปสรรคที่ส่งผลกระทบต่อ

ให้ทราบถึงสาเหตุปัญหาที่เกิดขึ้น เพื่อที่จะแก้ไขปัญหาและบรรเทาผลกระทบ

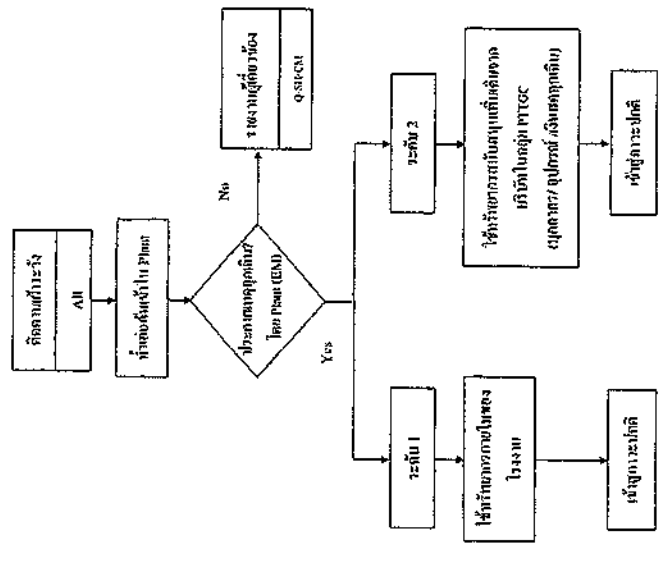
ประเด็นปัญหาที่เกี่ยวข้อง	สาเหตุ	ผลกระทบ
1. สภาพแวดล้อมที่ไม่เอื้ออำนวยต่อการดำเนินงาน	การขาดแคลนทรัพยากร	การดำเนินงานล่าช้า
2. การขาดแคลนบุคลากรที่มีความรู้	การขาดแคลนบุคลากรที่มีความรู้	การดำเนินงานล่าช้า
3. การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การดำเนินงานล่าช้า
4. การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การดำเนินงานล่าช้า
5. การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การดำเนินงานล่าช้า
6. การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การดำเนินงานล่าช้า
7. การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การดำเนินงานล่าช้า
8. การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การดำเนินงานล่าช้า
9. การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การขาดแคลนข้อมูลที่เกี่ยวข้อง	การดำเนินงานล่าช้า


- 6.9 แนวปฏิบัติสำหรับการเตรียมความพร้อมรับมือสถานการณ์ฉุกเฉินที่โรงงานในศูนย์รวม
- 6.9.1 บทบาทของฝ่ายและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับศูนย์รวมที่โรงงานในศูนย์รวม
- ให้หน่วยงาน Q-SH-CM ตรวจสอบและประเมินความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินในศูนย์รวมของทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและแจ้งให้หน่วยงาน Q-SH-CM ทราบเกี่ยวกับความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น

ดำเนินการตามแผนฉุกเฉินของหน่วยงาน Q-SH-CM ที่เกี่ยวข้อง

 - ตรวจสอบและแจ้งให้หน่วยงาน Q-SH-CM ทราบเกี่ยวกับความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น
 - ตรวจสอบและแจ้งให้หน่วยงาน Q-SH-CM ทราบเกี่ยวกับความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น
 - ดำเนินการตามแผนฉุกเฉินของหน่วยงาน Q-SH-CM ที่เกี่ยวข้อง
- 6.9.2 การเตรียมความพร้อมรับมือสถานการณ์ฉุกเฉินที่โรงงานในศูนย์รวม
- ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องแจ้งให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบเกี่ยวกับความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น
 - ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องแจ้งให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบเกี่ยวกับความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น
- 6.9.3 การเตรียมความพร้อมรับมือสถานการณ์ฉุกเฉินที่โรงงานในศูนย์รวม
- ตรวจสอบและแจ้งให้หน่วยงาน Q-SH-CM ทราบเกี่ยวกับความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น
 - ดำเนินการตามแผนฉุกเฉินของหน่วยงาน Q-SH-CM ที่เกี่ยวข้อง
- 6.9.4 การเตรียมความพร้อมรับมือสถานการณ์ฉุกเฉินที่โรงงานในศูนย์รวม
- ตรวจสอบและแจ้งให้หน่วยงาน Q-SH-CM ทราบเกี่ยวกับความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น
 - ดำเนินการตามแผนฉุกเฉินของหน่วยงาน Q-SH-CM ที่เกี่ยวข้อง

- 6.9.5 บทบาทของฝ่ายและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับศูนย์รวมที่โรงงานในศูนย์รวม
- 6.9.6 Work Flow (การดำเนินงาน)
- ให้หน่วยงาน Q-SH-CM ทราบเกี่ยวกับความเสี่ยงของสถานการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น
 - ดำเนินการตามแผนฉุกเฉินของหน่วยงาน Q-SH-CM ที่เกี่ยวข้อง



 บริษัท ทีทีที เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) จำกัด (มหาชน)	บริษัท ทีทีที เทคโนโลยี จำกัด (มหาชน) จำกัด (มหาชน)	P-(Q-SM-CM)-OBMS-001: การจัดการงาน ควบคุมภาวะฉุกเฉิน
--	--	---

6.10 รายงานการตรวจประเมินระบบการควบคุมภาวะฉุกเฉิน (Emergency Command Center: ECC)

ที่	รายการ	หมายเหตุ
1	วิทยุสื่อสาร UHF* (Trunk Radio, VHF*)	*
2	โทรศัพท์	
3	โทรศัพท์	
4	คอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล	
5	ระบบคอมพิวเตอร์	
6	Desk Top Computer หรือ Note Book ที่มีการตั้งค่า SMS	*
7	Printer	*
8	LCD Projector & Screen	
9	VDO Conference	
10	โทรศัพท์มือถือ	
11	ระบบบันทึกข้อมูลโทรศัพท์	
12	โทรศัพท์มือถือ	
13	โทรศัพท์มือถือ	
14	โทรศัพท์มือถือ	
15	โทรศัพท์มือถือ	
16	โทรศัพท์มือถือ	
17	โทรศัพท์มือถือ	
18	โทรศัพท์มือถือ	
19	โทรศัพท์มือถือ	
20	โทรศัพท์มือถือ	
21	โทรศัพท์มือถือ	
22	โทรศัพท์มือถือ	
23	โทรศัพท์มือถือ	

หมายเหตุ
* ECC หมายถึงระบบสื่อสารฉุกเฉิน ECC หรือใช้ระบบสื่อสารฉุกเฉินกับระบบงานที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัยของชีวิตและทรัพย์สิน

➤ 31ข

เอกสารตัวอย่าง Pre-fire plan





PTTGC	สาขา 7	PRE INCIDENT PLAN	EQUIPMENT NO.	O-GA-812E								
PLANT	U-CM-OP		UNIT NO.	Tank O-FA-811F								
AREA	BTF											
KEY PLAN: INCIDENT LOCATION												
			<p>THREAT ZONE</p> <table border="1"> <tr> <td>Greater than 10 kW/ (Sq m)</td> <td>64</td> <td>m.</td> </tr> <tr> <td>Greater than 5 kW/ (Sq m)</td> <td>92</td> <td>m.</td> </tr> <tr> <td>Greater than 2 kW/ (Sq m)</td> <td>144</td> <td>m.</td> </tr> </table> <p>Double click to enlarge side view contour</p>		Greater than 10 kW/ (Sq m)	64	m.	Greater than 5 kW/ (Sq m)	92	m.	Greater than 2 kW/ (Sq m)	144
Greater than 10 kW/ (Sq m)	64	m.										
Greater than 5 kW/ (Sq m)	92	m.										
Greater than 2 kW/ (Sq m)	144	m.										

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 เกิดไฟลุกไหม้รุนแรงจนความร้อนส่งผลกระทบต่อก๊าซแนว Pipe Rack และ ถังมีอุณหภูมิสูงทำให้เกิด 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	-		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/cm ²	
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	<div>1) Objectives (เป้าหมายการรับมือเหตุ) (ใช้ Front Cordia New 11)</div> <div>1. ป้องกันการลุกลามไปถึงข้างเคียง</div> <div>2. ป้องกันความเสียหายที่จะเกิดกับโครงสร้าง Structure Pipe Rack</div> <div>3. ลดการรั่วไหล - หยุดการรั่วไหล</div> <div>4. ตับไฟที่ลุกไหม้ให้ได้</div>	<div>2) Strategies (แผนกลยุทธ์)</div> <div>1. ใช้น้ำฉีดหล่อเย็นถังข้างเคียงที่ได้รับผลกระทบจากถังที่มีความร้อน</div> <div>2. ใช้น้ำฉีดหล่อเย็นอุปกรณ์และโครงสร้างข้างเคียงที่ได้รับผลกระทบจากถังที่มีความร้อน</div> <div>3. ห้ามฉีดน้ำเป็นลำตรง ให้ดับเพลิงโดยการฉีดน้ำเป็นฝอย</div> <div>4. Set team เพื่อเข้า isolate - manual isolation</div>					
	<div>3) Tactics (เทคนิคการปฏิบัติ / แผนปฏิบัติของ OC)</div> <div>1. เปิดน้ำระบบ Cooling ของ O-FA801E/F</div> <div>2. Cooling แนว Pipe Rack โดยใช้ Fixed Monitor</div> <div>3. FIT Team จัดทีมเข้าปิด Isolation Valve</div>	<div>4) ทรัพยากรที่ต้องใช้</div>	<div>คน / FIT / Fire Man</div>	<div>อุปกรณ์ Fire Truck</div>	<div>Monitor Flow Rate (lpm)</div>	<div>Foam Con (lire)</div>	
		<div>1</div>	<div>FIT TEAM&OC</div>	<div>4</div>	<div>-</div>	<div>-</div>	<div>-</div>
		<div>2</div>	<div>FIRE TRUCK GC6</div>	<div>1</div>	<div>1</div>	<div>3300</div>	<div>3800</div>
		<div>3</div>	<div>NPC&SE</div>	<div>8</div>	<div>1</div>	<div>2000</div>	<div>1500</div>
		<div>4</div>	<div>FIRE TRUCK GC11</div>	<div>5</div>	<div>1</div>	<div>3300</div>	<div>5678</div>
		<div>6</div>	<div>รวม (sum above)</div>	<div>18</div>	<div>3</div>	<div>8600</div>	<div>10978</div>

OPERATION ACTIONS

4	Control Room (ใช้ Front Cordia New 11) 1. ทำการ Stop pump ทันทีพร้อมทั้งติดต่อลูกค้า TPC และแจ้ง SS ให้รับทราบการลดความดัน / การหยุดการรั่ว / การควบคุมหน่วยผลิตอื่นที่ได้รับผลกระทบ 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 (แผนการรับมือเหตุ) 4.1) First Response (ดำเนินการโดย field operator ที่อยู่ในพื้นที่) 1. Operator ทำการควบคุมเหตุเบื้องต้น ต่อสายดับเพลิงที่ HTM-20 ทำการ Cooling จุดเกิดเหตุ 4.2) Second Response (ดำเนินการโดย FIT Team / กำลังเสริมใน Plant) ทิศทางลมพัดจากทิศใต้ไปทิศเหนือ 1. รถดับเพลิงคันที่ 1 ใช้น้ำ R-10 เข้าประตู G-2 ใช้น้ำ R-4 เข้าเข้าจอบบริเวณ HTM No.20 ต่อสายน้ำฉีดเปลี่ยนทิศทางเปลวเพลิง และปิดวาล์ว 2. รถดับเพลิงคันที่ 2 ใช้น้ำ R-10 เข้าประตู G-2 ใช้น้ำ R-4 เข้า R-8 เข้าจอบบริเวณ HTM No. 13 ต่อสายน้ำเข้าทำการ Cooling Tank O-FA 811F ทิศทางลมพัดจากทิศเหนือไปทิศใต้ 1. รถดับเพลิงคันที่ 1 ใช้น้ำ R-10 เข้าประตู E-2 ใช้น้ำ R-9 เข้า R-8 จอบบริเวณ HT. No.806 ต่อสายน้ำฉีดเปลี่ยนทิศทางเปลวเพลิง และปิดวาล์ว 2. รถดับเพลิงคันที่ 2 ใช้น้ำ R-10 เข้าประตู E-2 ใช้น้ำ R-9 เข้าจอบบริเวณ HT. No. 12 ต่อสายน้ำเข้าทำการ 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	<table border="1"> <tr><td>Tank Dia (m.)</td><td>0.0 m.</td></tr> <tr><td>พื้นที่ผิวผลิตภัณฑ์ที่เกิดเพลิงไหม้</td><td>0.0 m²</td></tr> <tr><td>อัตราการใช้โฟม solution</td><td>0.0 lpm/m²</td></tr> <tr><td>Foam solution rate ที่คำนวณได้</td><td>0.0 lpm.</td></tr> <tr><td>Foam solution rate ที่ต้องใช้อย่างจริงจัง*</td><td>0.0 lpm</td></tr> <tr><td>Foam solution % *</td><td>0.0 %</td></tr> <tr><td>Foam concentrate ที่ต้องใช้ต่อหน่วย</td><td>0.0 lpm</td></tr> <tr><td>Application time *</td><td>0.0 นาที</td></tr> <tr><td>ต้องใช้ foam concentrate รวม</td><td>0.0 ลิตร</td></tr> </table>	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 ที่ต้องใช้อย่างจริงจัง*	0.0 lpm	Foam solution % *	0.0 %	Foam concentrate ที่ต้องใช้ต่อหน่วย	0.0 lpm	Application time *	0.0 นาที	ต้องใช้ foam concentrate รวม
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 ที่ต้องใช้อย่างจริงจัง*	0.0 lpm																		
Foam solution % *	0.0 %																		
Foam concentrate ที่ต้องใช้ต่อหน่วย	0.0 lpm																		
Application time *	0.0 นาที																		
ต้องใช้ foam concentrate รวม	0.0 ลิตร																		
4. Fire Water Application Calculation (คำนวณการใช้น้ำ)	<table border="1"> <tr><td>1. Deluge Sys. O-FA811F=17838</td><td>17838</td><td>lpm</td></tr> <tr><td>2. Deluge Sys. T-6982=19608</td><td>9804</td><td>lpm</td></tr> <tr><td>3. Deluge Sys. O-FA801E=16330</td><td>8165</td><td>lpm</td></tr> <tr><td>4. Deluge Sys. O-FA801F=16330</td><td>4082</td><td>lpm</td></tr> <tr><td>5. Fixed Monitor2</td><td>1600</td><td>lpm</td></tr> <tr><td>รวมปริมาณน้ำดับเพลิงที่ต้องใช้</td><td>41489</td><td>lpm</td></tr> </table>	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
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




PTT Global Chemical
Public Company Limited

Pre-Incident Plan R-MO.OP: B.O-FA 811F

6

Drainage : Ensure ภายใน Bund ปิด Drain Line 2นี้ว

Environmental Issue: - หากVCM สัมผัสกับอากาศโดยตรง อาจทำให้เกิดการระเบิดได้โดย Peroxide เป็นตัวช่วยเร่งปฏิกิริยา

Prepared by (ผู้ร่วมจัดทำ)	Operation:		Reviewed By (SM /SS / Shift Team)	นาย เอกภูมิ หมื่นศรีภูมิ	Final reviewed by Plant Manager
	Q-SH-CM staff:		ERS Supervisor	นาย ชีรภัทร จำปาจันทร์	Date: 19 Nov-2020

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

➤ 32ข

เอกสารการตรวจสอบสภาพพนักงานประจำปี 2565



การตรวจสุขภาพพนักงานทั่วไป

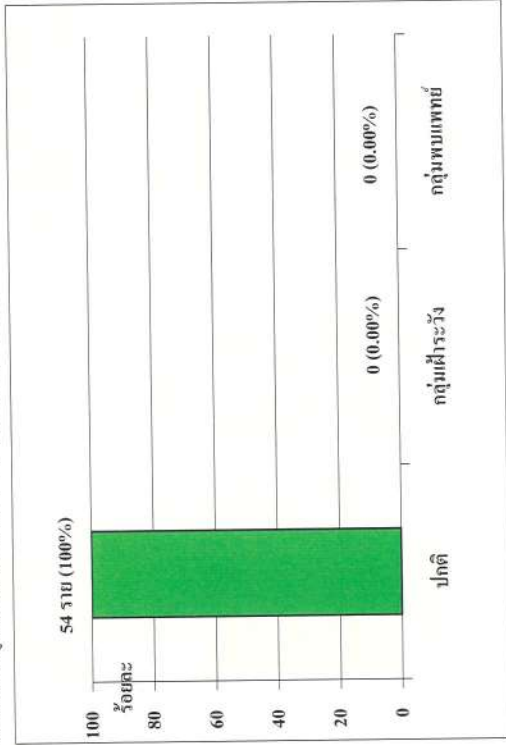




สรุปผลการตรวจสอบสุขภาพพนักงาน ประจำปี 2565
บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) พื้นที่ GC 7
(ตรวจสอบสุขภาพโดย โรงพยาบาลสมเด็จพระนางเจ้าสิริกิติ์)

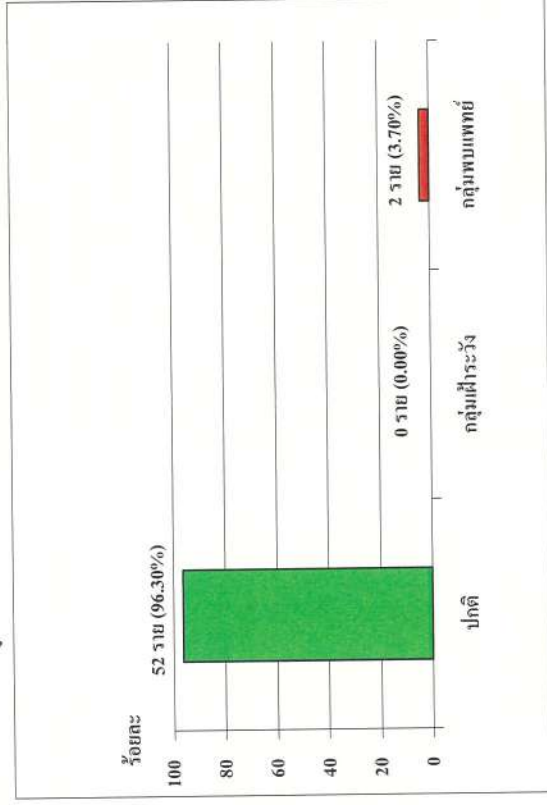
ผลการตรวจสอบสุขภาพ สรุปผลการตรวจ จำนวนตามรายการ ได้ดังนี้
1. ตรวจร่างกายทั่วไปโดยแพทย์ (Physical examination)

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 54 ราย
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 54 ราย ร้อยละ 100.00



2. การ X-ray ทรวงอก

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 54 ราย
ผลการตรวจปกติ 52 ราย (ร้อยละ 96.30)
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ผิดปกติ 2 ราย (ร้อยละ 3.70)



รายละเอียด	การดำเนินการ
-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ผิดปกติ 2 ราย	- ตรวจพบเคสอยู่แหวงอกการตรวจสุขภาพที่ ผ่านมา ไม่มีอาการผิดปกติ แพทย์ไม่มีการรักษา เพิ่มเติม พบว่าไม่ได้เกิดภาวะเสี่ยงต่อสุขภาพที่ ร้ายแรง

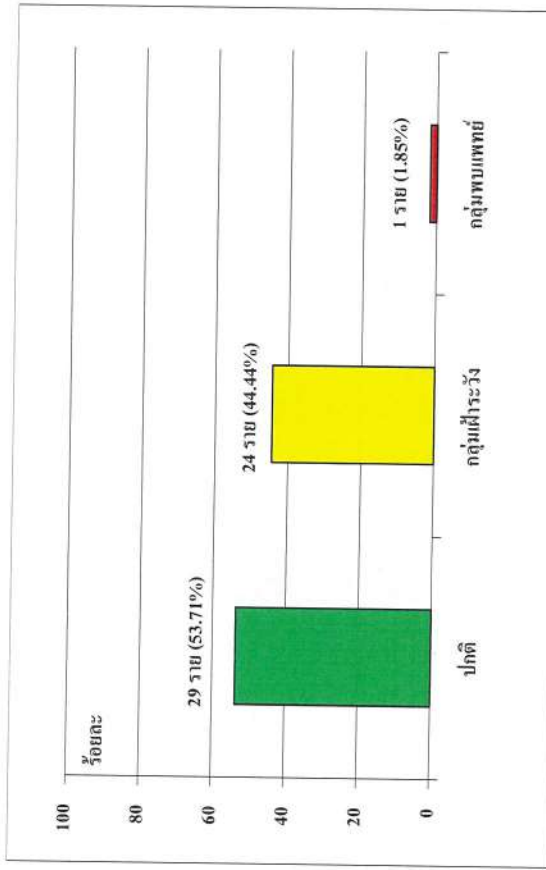
3. ตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (Complete Blood Count)

พนักงานเข้ารับการศึกษาจำนวน 54 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 29 ราย ร้อยละ 53.71

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ภาวะรังไข่จำนวน 24 ราย ร้อยละ 44.44

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์การพบแพชจำนวน 1 ราย รอยละ 1.85



รายละเอียด	การดำเนินการ
<p>- ผลตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวัง จำนวน 29 ราย</p> <p>- ค่าความเข้มข้นของ (Hb ชาย 13-13.9 g/dl หญิง 11-11.9 g/dl)</p> <p>- ภาวะโลหิตจางเล็กน้อย (Hb ชาย 12-12.9 g/dl หญิง 10-10.9 g/dl)</p> <p>- เกณฑ์เลือดผิดปกติ (Platelet) < 140,000 cells/mm³, (Platelet) > 440,000 cells/mm³</p> <p>- เม็ดเลือดขาวผิดปกติ (WBC) < 4,000 cells/mm³, (WBC) > 11,000 cells/mm³</p> <p>- สัดส่วนเม็ดเลือดขาวชนิด Eosinophil ในเลือดสูงกว่าเกณฑ์ (Eosinophil > 6%)</p>	<p>- บางรายเป็น Betthalassemia Trait และ E-Trait แพทย์แนะนำให้ทานอาหารเพิ่มประเภทเนื้อสัตว์ ักในพืช ด้วข้าว</p> <p>- ตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (CBC) ซ้ำ เพื่อติดตามความผิดปกติในการตรวจสุขภาพในครั้งหน้า</p> <p>- บางรายพบว่า Normal Hb typing แพทย์ให้ยาบำรุงโลหิต</p> <p>- แนะนำให้รับประทานอาหารที่มีธาตุเหล็กสูง และติดตามผล</p> <p>- ตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือดทุก 6 เดือนตามแผนการ</p> <p>- ตรวจสุขภาพของพนักงาน</p> <p>- ในรายที่ส่งพบแพทย์และตรวจซ้ำเพื่อประเมินเพิ่มเติมบางรายที่ WBC สูง ผลตรวจซ้ำปกติ</p>

4. ตรวจการทำงานของตับ (SGOT, SGPT, ALP, Total Bilirubin, Direct Bilirubin)

พนักงานเข้ารับการจัด 54 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 36 ราย ร้อยละ 67.92

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ภาวะวังจันทน์ 12 ราย ร้อยละ 22.22

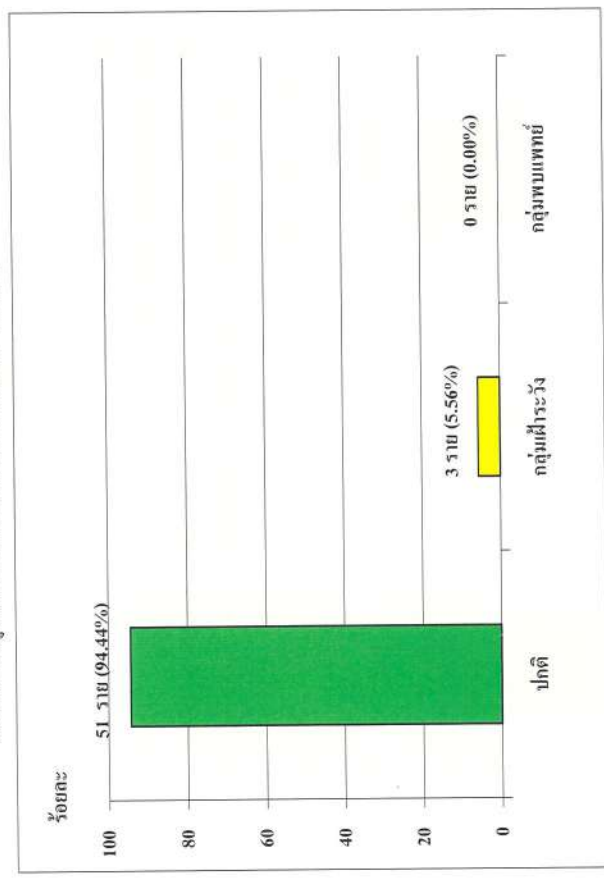
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ควรพบแพทย์จำนวน 6 ราย ร้อยละ 11.11



<p>รายละเอียด</p> <p>-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ภาวะรังสีจำนวน 12 ราย ชาย SGOT 41 - 88 U/L , SGPT 42 - 88 U/L , Alkaline Phosphatase (ALP) > 129 U/L หญิง SGOT 33 - 88 U/L , SGPT 34 - 88 U/L , Alkaline Phosphatase (ALP) > 104 U/L</p>	<p>การดำเนินการ</p> <p>-อาจเกิดจากการดื่มสุรา การรับประทานยาพาราเซตามีนหรือ เป็นโรคไขมันในเลือดสูง หรือรับประทานยาลดไขมัน ควรตรวจเลือดเครื่องที่มียี่ห้อออกซฟอร์ด อาหารที่มี ไขมันสูง แนะนำงดสูบบุหรี่ ควรพักผ่อนให้เพียงพอ ควรสังเกตอาการผิดปกติ เช่นมีอาการอาเจียนหรือ เหลือง อ่อนเพลีย ควรปรึกษาแพทย์ ควรตรวจเลือด ติดตามการทำงานของตับซ้ำในการตรวจสุขภาพ ประจําปี และบางรายรับการรักษายาต่อเนื่องอยู่แล้ว -4 ราย ตรวจพบค่าสูงเดิมอยู่แล้ว ดำเนินการพบแพทย์ และรักษาคัดกรอง พบว่าไม่ได้เกิดภาวะเสี่ยงต่อสุขภาพ ที่ร้ายแรง -2 ราย จัดจากการทานยาช่วงเป็น Covid หลังตรวจซ้ำ ค่าปกติ</p>
--	--

5. ตรวจการทำงานของไต (BUN, Creatinine,GFR)

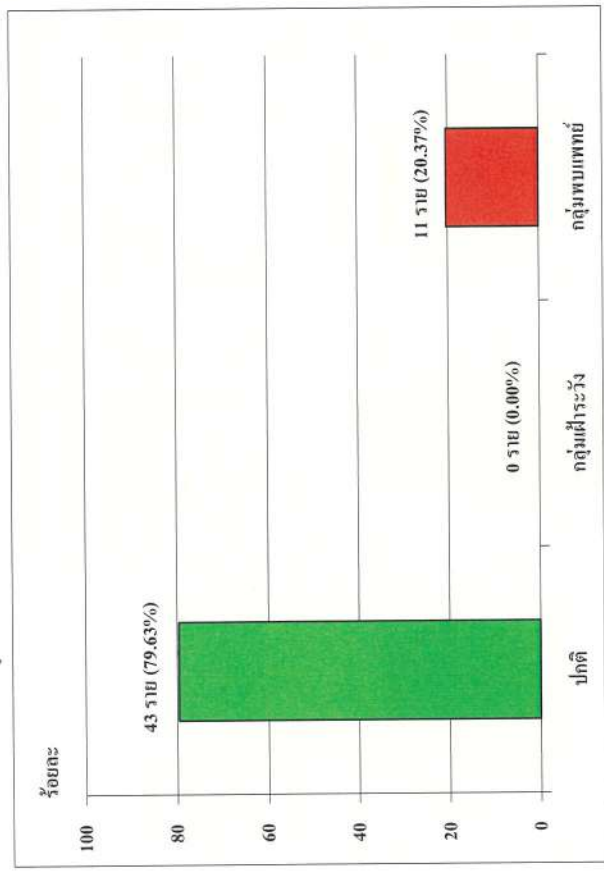
พนักงานเข้ารับการตรวจ 54 ราย
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 51 ราย ร้อยละ 94.44
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 2 ราย ร้อยละ 3.56
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ควรรพพบแพทย์จำนวน 0 ราย ร้อยละ 0



รายละเอียด	การดำเนินการ
-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังพบค่า BUN สูงกว่าปกติ (Blood Urea Nitrogen > 23 mg/dl) จำนวน 3 ราย	- อาจเกิดจากรับประทานอาหารจำพวกโปรตีน เช่น เนื้อสัตว์ในปริมาณมาก ก่อนตรวจเลือด แนะนำให้ลดการรับประทานอาหารจำพวกโปรตีน ถั่ว หรืออาจเกิดจากประสิทธิภาพการทำงานของไตลดลง ถ้ามีอาการผิดปกติ เช่น บวม ควรปรึกษาแพทย์

6. การตรวจปัสสาวะ (Urine Analysis)

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 54 ราย
ผลการตรวจปกติ 43 ราย ร้อยละ 79.63
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวัง ไม่มี ร้อยละ 0
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ควรรพพบแพทย์จำนวน 11 ราย ร้อยละ 20.37



รายละเอียด	การดำเนินการ
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ควรรพพบแพทย์ 11 ราย	ในรายที่ตรวจพบว่าผลการตรวจปกติ แนะนำให้ดื่มน้ำสะอาดให้มาก ไม่ควรกลั้นปัสสาวะนาน และหากมีอาการผิดปกติ เช่น ปัสสาวะแสบขัด ควรปรึกษาแพทย์

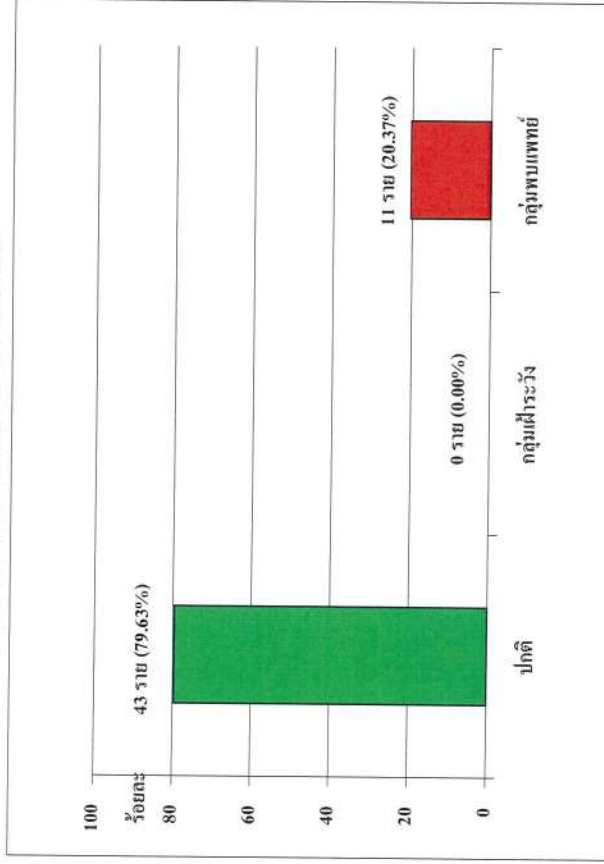
7. การตรวจสมรรถภาพการมองเห็น

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 54 ราย

ผลการตรวจปกติ 43 ราย ร้อยละ 79.63

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ฝ้าระวัง 0 ราย ร้อยละ 0

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ที่ควรพบแพทย์จำนวน 11 ราย ร้อยละ 20.37



รายละเอียด	การดำเนินการ
- ผลการตรวจที่ควรพบแพทย์ พบว่า สายตาดัดปกติ ตามระยะการมองไกล/การมองเห็นภาพชัดลึกผิดปกติ	การดำเนินการ 1. พนักงานที่พบความผิดปกติทางสายตาตามระยะการมองไกล แนะนำให้พบจักษุแพทย์เพื่อวัดสายตา ประกอบแว่นที่เหมาะสม ในรายที่สวมแว่นสายอยู่แล้วให้มีการตรวจและปรับแว่นสายตาให้เหมาะสมแล้ว 2. พนักงานที่พบสายตาผิดปกติ ได้ดำเนินการพบจักษุแพทย์และรักษาต่อเนื่องแล้ว พบว่าไม่ได้เกิดภาวะเสี่ยงต่อสุขภาพที่ร้ายแรง 3. พนักงานที่พบความผิดปกติในการเห็นสีบกพร่อง แนะนำให้ใช้ความระมัดระวังในการปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้องกับการมองเห็นสี

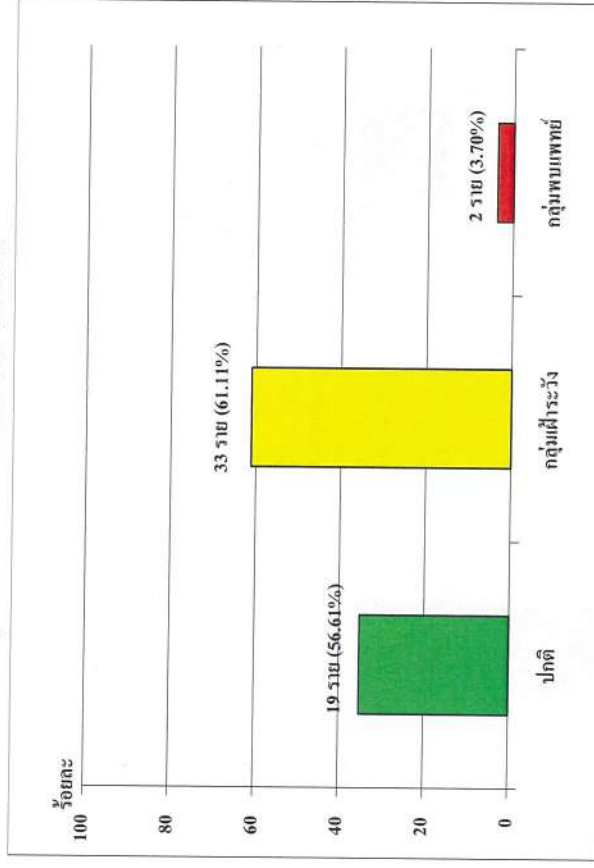
8. ตรวจระดับน้ำตาลในเลือด (FBS : Fasting Blood Sugar)

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 54 ราย

ผลการตรวจปกติ 19 ราย ร้อยละ 35.19

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ฝ้าระวัง 33 ราย ร้อยละ 61.11

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ที่ควรพบแพทย์จำนวน 2 คน ร้อยละ 3.70



รายละเอียด	การดำเนินการ
- ผลการตรวจในเกณฑ์ที่ควรพบแพทย์ ตรวจพบระดับน้ำตาลในเลือดสูง 125 mg/dl จำนวน 2 ราย	การดำเนินการ กลุ่มที่ตรวจพบระดับน้ำตาลในเลือดสูง - อาจเกิดจากการงดอาหารและเครื่องดื่มไม่ครบตามกำหนดก่อนตรวจทางคาวาหารและเครื่องดื่มครบตามกำหนดก่อนตรวจแล้วจึงตรวจพบระดับน้ำตาลในเลือดสูงอยู่ ควรปฏิบัติดังนี้ 1. ควรลดการรับประทานอาหารประเภทแป้ง น้ำตาล ของหวานทุกชนิด และเครื่องดื่ม น้ำหวาน น้ำอัดลม และเครื่องดื่มปรุงรสประเภทแอลกอฮอล์ 2. รับประทานอาหารจำพวกโปรตีน ผัก ผลไม้ที่ไม่หวานจัด แทนอาหารประเภทแป้งและน้ำตาล 3. ควรออกกำลังกายสม่ำเสมอ และหมั่นหัด โหม่งกันไป 4. เด็กสูบบุหรี่ (หากเป็นคนที่สูบบุหรี่)

<p>-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ภาวะพรพแพทย ตรวจพบระดับน้ำตาลในเลือดสูง (FBS มากกว่า 126 มก.%) จำนวน 1 ราย</p>	<p>-ส่วนใหญ่เป็นกลุ่มที่เป็นโรคเบาหวานพบแพทยสม่ำเสมอและทานยาหรือควบคุมอาหารอยู่แล้ว</p> <p>-บางรายตรวจซ้ำพบค่าน้ำตาลสะสมปกติ แพทยแนะนำให้ควบคุมอาหารและออกกำลังกายสม่ำเสมอ</p>
<p>-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ภาวะพรพแพทย ตรวจพบระดับน้ำตาลในเลือดสูง (FBS มากกว่า 126 มก.%) จำนวน 1 ราย</p>	<p>-พบแพทย และเริ่มทานยาคควบคุมระดับน้ำตาลในเลือดแล้ว</p>

9. ตรวจคลื่นไฟฟ้าหัวใจ (EKG)

พนักงานงานบริการตรวจทั้งหมด 54 ราย

ผลการตรวจปกติ 45 ราย ร้อยละ 84.91

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ภาวะวัง 6 ราย ร้อยละ 11.32

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ภาวะพรพแพทยจำนวน 2 คน ร้อยละ 3.77



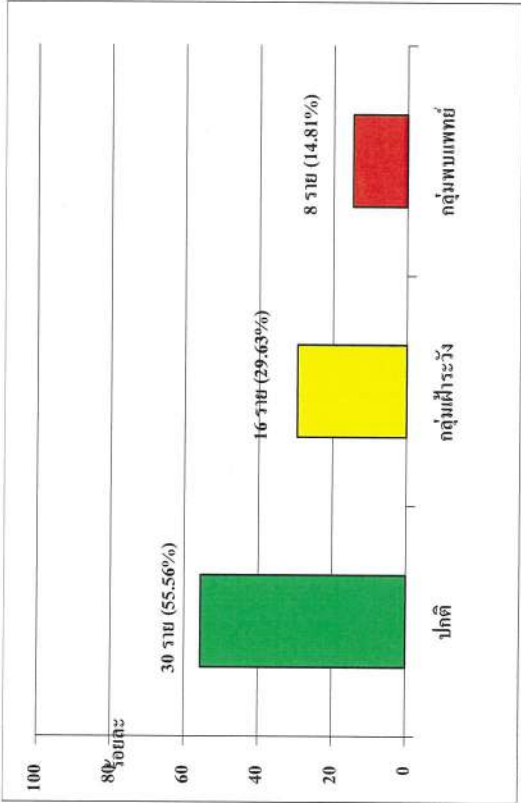
10. ตรวจระดับกรดยูริก (Uric acid)

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 54 ราย

ผลการตรวจปกติ 30 ราย ร้อยละ 56.60

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวัง 16 ราย ร้อยละ 29.42

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ที่ควรพบแพทย์จำนวน 8 คน ร้อยละ 14.81



รายละเอียด	การดำเนินการ
-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 16 ราย	แนะนำให้การปฏิบัติตัวที่ถูกต้อง ควรดื่มน้ำมากๆ อย่างน้อยวันละ 3 ลิตร ดื่มน้ำเปล่าหรือดื่มน้ำผลไม้ เพราะจะทำให้ได้ขับกรดยูริกได้น้อยลง จึงบริโภคอาหารที่มีกรดยูริกสูง เช่น เครื่องในสัตว์ สัตว์ปีก กะปิ กุ้ง หอย เป็นต้น ไม่ควรซื้อยามารับประทานเอง เพราะยาบางชนิดทำให้ได้ขับกรดยูริกได้น้อยลง
-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์พบแพทย์จำนวน 8 ราย	-ถ้าได้รับพนักงานที่พบความผิดปกติอยู่ในเกณฑ์ควรพบแพทย์ ได้ดำเนินการพบแพทย์และรักษาทันทีแล้ว พบว่าไม่ได้เกิดภาวะเสี่ยงต่อสุขภาพที่ร้ายแรง



ขอเชิญพนักงาน

ตรวจสุขภาพ

ประจำปี 2565



HEALTH
CHECK

เพราะร่างกายต้องการ
ความดูแล



รู้ไหม ทำไมต้องตรวจสุขภาพ

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



ด้วยความปรารถนาดีจากหน่วยงาน Q-EH



กำหนดการตรวจสุขภาพ

สำหรับพนักงานประจำปี 2565



พนักงานที่ปฏิบัติงาน ณ GC 4 (Aro1) & GC 8, GC 6 (Refinery) & GC 7,
GC 5 (Aro2), GC 1 (RO) & GC 13 (Innovation)

	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา	วันพบแพทย์	เวลา
			ณ สถานพยาบาล		ณ สถานพยาบาล
GC 6 (Refinery)	B	3 ตุลาคม 25645	06.30 - 14.30 น.	18 พฤศจิกายน 2565	8.00 – 15.00 น.
	Day Staff	4 ตุลาคม 2565		16 พฤศจิกายน 2565	
	C	5 ตุลาคม 25645		21 พฤศจิกายน 2565	
	A	7 ตุลาคม 2565		15 พฤศจิกายน 2565	
	D	10 ตุลาคม 2565		17 พฤศจิกายน 2565	
GC4 (ARO1) & GC 7 - 8	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา	วันพบแพทย์	เวลา
			ณ สถานพยาบาล		ณ สถานพยาบาล
	D	11 ตุลาคม 2565	06.-30-14.30 น.	8 พฤศจิกายน 2565	8.00 – 14.00 น.
	B	12 ตุลาคม 2565		9 พฤศจิกายน 2565	ขอแพทย์ไป 2 ท่าน & GC 7 - 8 เวลา 14.00-15.00 น.
	C	14 ตุลาคม 2565		11 พฤศจิกายน 2565	
	A	17 ตุลาคม 2565		14 พฤศจิกายน 2565	
GC 5 (Aro2)	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา	วันพบแพทย์	เวลา
			ณ อาคาร MCB		ณ อาคาร MCB
	A	18 ตุลาคม 2565	06.30-14.30 น.	23 พฤศจิกายน 2565	8.00 - 14.00 น.
	D	19 ตุลาคม 2565		25 พฤศจิกายน 2565	
	B	21 ตุลาคม 2565		28 พฤศจิกายน 2565	
	C	25 ตุลาคม 25645		30 พฤศจิกายน 2565	
GC 1 (RO) & GC 13 (Innovation)	กะ	วันตรวจสุขภาพ	เวลา	วันพบแพทย์	เวลา
			ณ อาคาร Admin โกงเย็น		Admin ชั้น1 ห้อง รับรอง
	GC1	26 ตุลาคม 2565	07.00-14.30 น.	1 ธันวาคม 2565	8.00 - 15.00 น.
	GC1	27 ตุลาคม 2565		6 ธันวาคม 2565	
	GC1	28 ตุลาคม 2565		9 ธันวาคม 2565	

RO-U/S Whole + Mammogram ให้บริการแบบรถ Mobile วันที่ 26,27,28 ตุลาคม 2565 เวลา 07.00-15.00 น.

สอบถามข้อมูลเพิ่มเติม กรุณาติดต่อสถานพยาบาลแต่ละแห่ง :

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

(คุณพิชามณีย์ 089-1212742 , คุณวลัยพร 086-8155076)

การตรวจสอบภาพตามลักษณะงาน





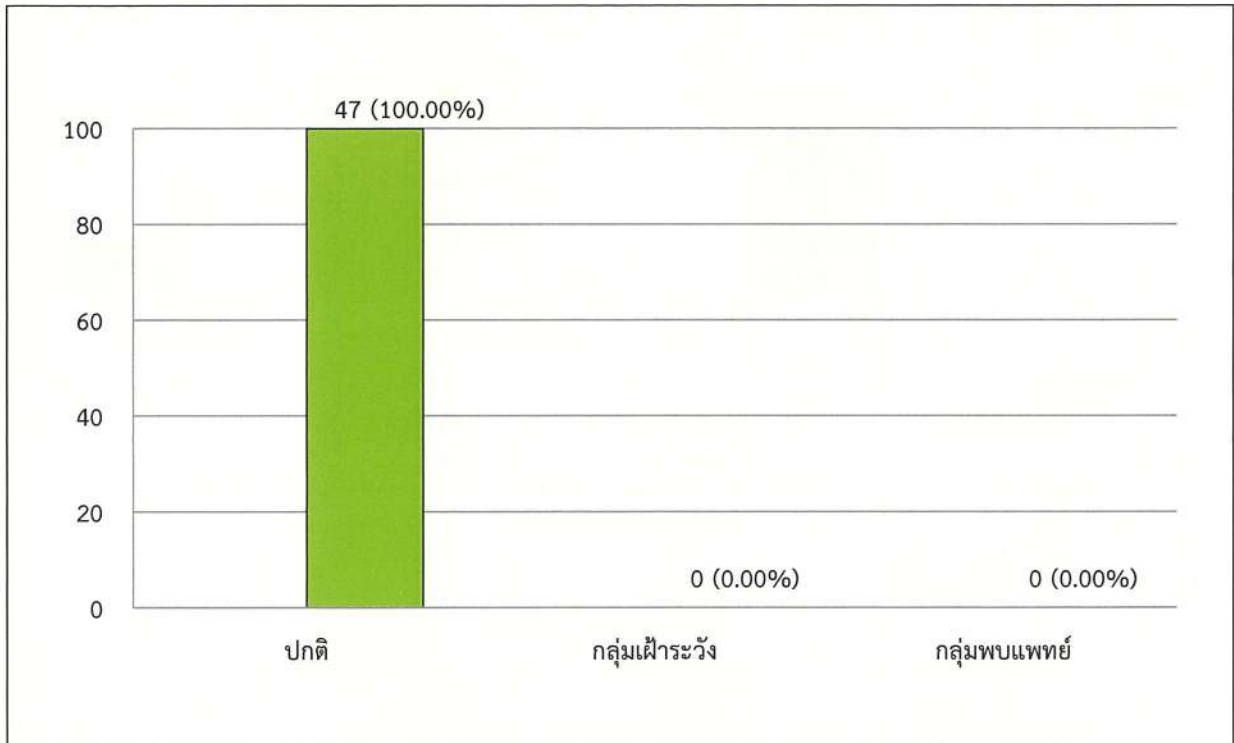
สรุปผลการตรวจสอบสุขภาพสำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่การผลิตประจำปี 2565
บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) GC7 ประจำปี 2565 ครั้งที่ 1 (ม.ค.-มิ.ย.)
ตรวจสอบสุขภาพโดยโรงพยาบาลระยอง

ผลการตรวจสอบสุขภาพ สรุปผลการตรวจ จำแนกตามรายการ ได้ดังนี้

1. ตรวจร่างกายทั่วไปโดยแพทย์ (Physical examination)

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 47 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 47 ราย ร้อยละ 100.00



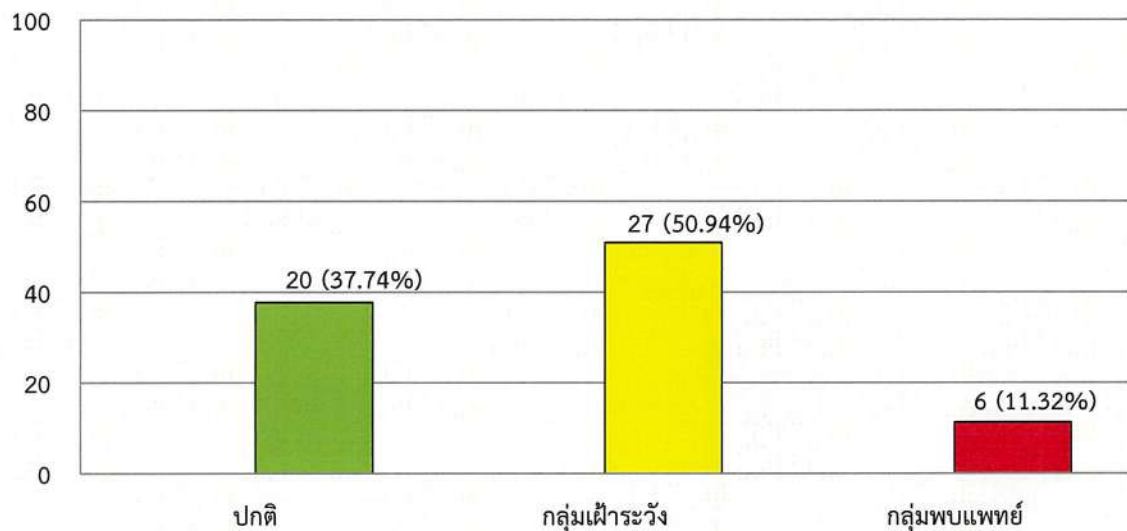
2.ความดันโลหิต (Blood pressure)

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 53 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 20 ราย คิดเป็นร้อยละ 37.74

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 27 ราย ร้อยละ 50.94

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ที่ควรพบแพทย์จำนวน 6 ราย คิดเป็นร้อยละ 11.32



หมายเหตุ

ความดันโลหิตปกติ	หมายถึง	ความดันโลหิต systolic < 120 mm.Hg และ ความดันโลหิต Diastolic < 80 mm.Hg
กลุ่มเฝ้าระวัง	หมายถึง	ความดันโลหิต systolic อยู่ระหว่าง 120 - 139 mm.Hg และ/หรือ ความดันโลหิต Diastolic อยู่ระหว่าง 80 - 89 mm.Hg
กลุ่มที่ควรพบแพทย์ ได้แก่		
1. ความดันโลหิตสูงเล็กน้อย	หมายถึง	ความดันโลหิต systolic อยู่ระหว่าง 140-159 mm.Hg และ/หรือ ความดันโลหิต Diastolic อยู่ระหว่าง 90-99 mm.Hg
2. ความดันโลหิตสูงปานกลาง	หมายถึง	ความดันโลหิต systolic อยู่ระหว่าง 160-179 mm.Hg และ/หรือ ความดันโลหิต Diastolic อยู่ระหว่าง 100-109 mm.Hg
3. ความดันโลหิตสูงมาก	หมายถึง	ความดันโลหิต systolic ≥ 180 mm.Hg และ/หรือ ความดันโลหิต Diastolic ≥ 110 mm.Hg

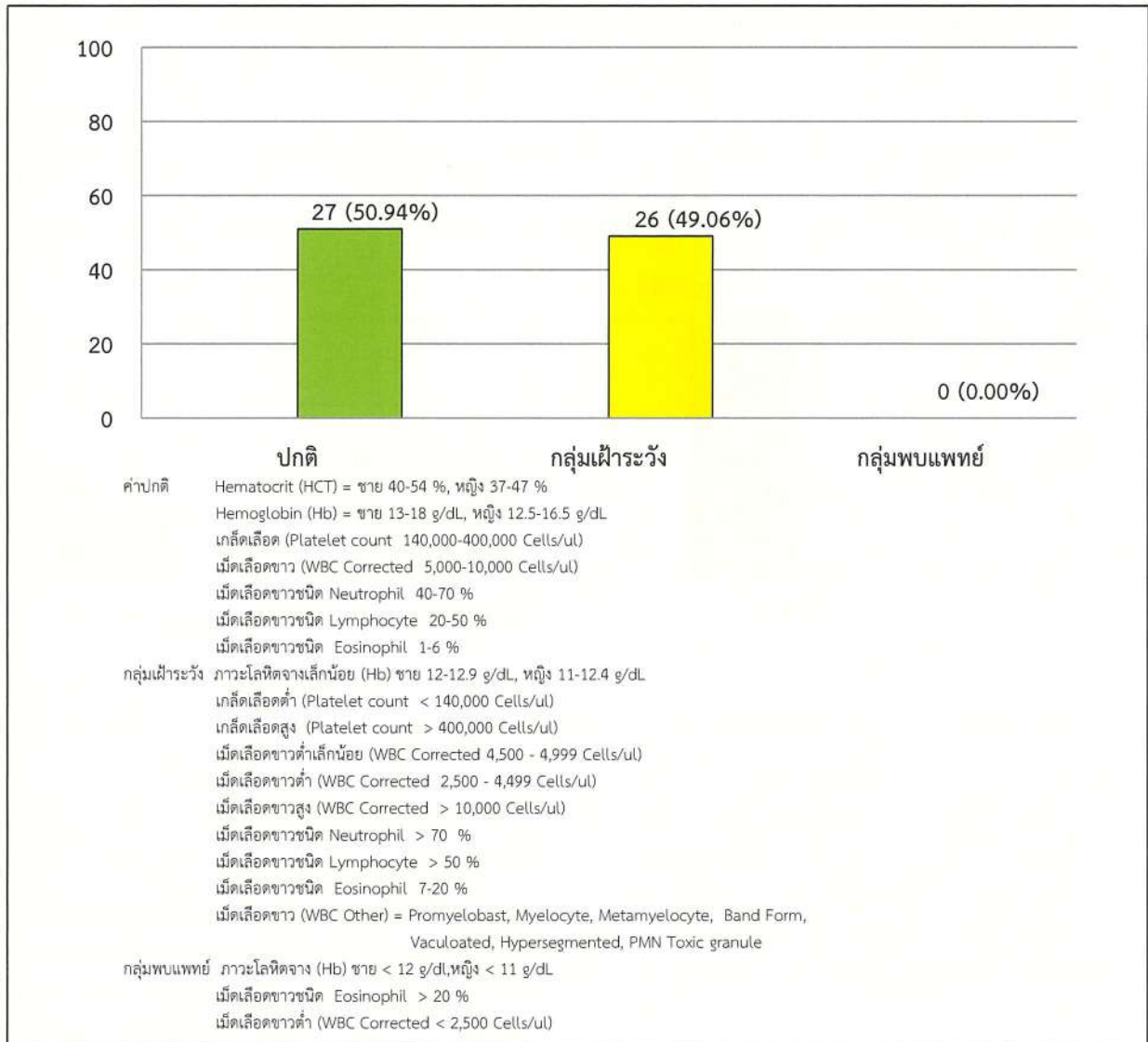
รายละเอียด	การดำเนินการ
-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ผิดปกติ 6 ราย	<p>- 4 ราย มีโรคประจำตัวเป็นความดันโลหิตสูง พบแพทย์รักษาสมาเสมอ</p> <p>- 2 ราย แพทย์แนะนำ</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. กรณีอยู่ในเกณฑ์ความดันโลหิตสูงเล็กน้อย ควรตรวจวัดความดันโลหิต ซ้ำภายใน 2 เดือน หากยังสูงอยู่ควรพบแพทย์ 2. ไม่ควรรับประทานอาหารเค็ม 3. ควรควบคุมน้ำหนักตัวให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน 4. ควรลดการรับประทานอาหารที่มีไขมันและคอเลสเตอรอลสูง 5. ควรพักผ่อนให้เพียงพอ และผ่อนคลายความเครียด 6. ควรงดหรือจำกัดการดื่มเครื่องดื่มที่มีแอลกอฮอล์ 7. หากยังมีอาการผิดปกติ ตาพร่ามัว ปวดศีรษะ ควรปรึกษาแพทย์

3. ตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (Complete Blood Count)

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 53 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 27 ราย คิดเป็นร้อยละ 50.94

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 26 ราย คิดเป็นร้อยละ 49.06



รายละเอียด	การดำเนินการ
<p>- ผลตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวัง จำนวน 26 ราย</p> <p>ต่ำกว่าเกณฑ์เล็กน้อย (Hb ชาย 13-13.9 g/dL, หญิง 11-11.9 g/dL)</p> <p>ภาวะโลหิตจางเล็กน้อย (Hb ชาย 12-12.9 g/dL, หญิง 10-10.9 g/dL)</p> <p>เกล็ดเลือดผิดปกติ (Platelet) < 140,000 cells/mm³, (Platelet) > 440,000 cells/mm³</p> <p>เม็ดเลือดขาวผิดปกติ (WBC) < 4,000 cells/mm³, (WBC) > 11,000 cells/mm³</p> <p>สัดส่วนเม็ดเลือดขาวชนิด Eosinophil ในเลือดสูงกว่าเกณฑ์ (Eosinophil > 6%)</p>	<p>- บางรายเป็น Betathalassemia Trait และ E Trait แพทย์แนะนำให้ทานอาหารเพิ่มประเภทเนื้อสัตว์ ผักใบเขียว ตับ ถั่ว</p> <p>ตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (CBC) ซ้ำ เพื่อติดตามความผิดปกติในการตรวจสุขภาพในครั้งหน้า</p> <p>บางรายพบว่า Normal Hb typing แพทย์ให้ยาบำรุงโลหิต</p> <p>แนะนำให้รับประทานอาหารที่มีธาตุเหล็กสูง และติดตามผลตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือดทุก 6 เดือนตามแผนการตรวจสุขภาพของพนักงาน</p>

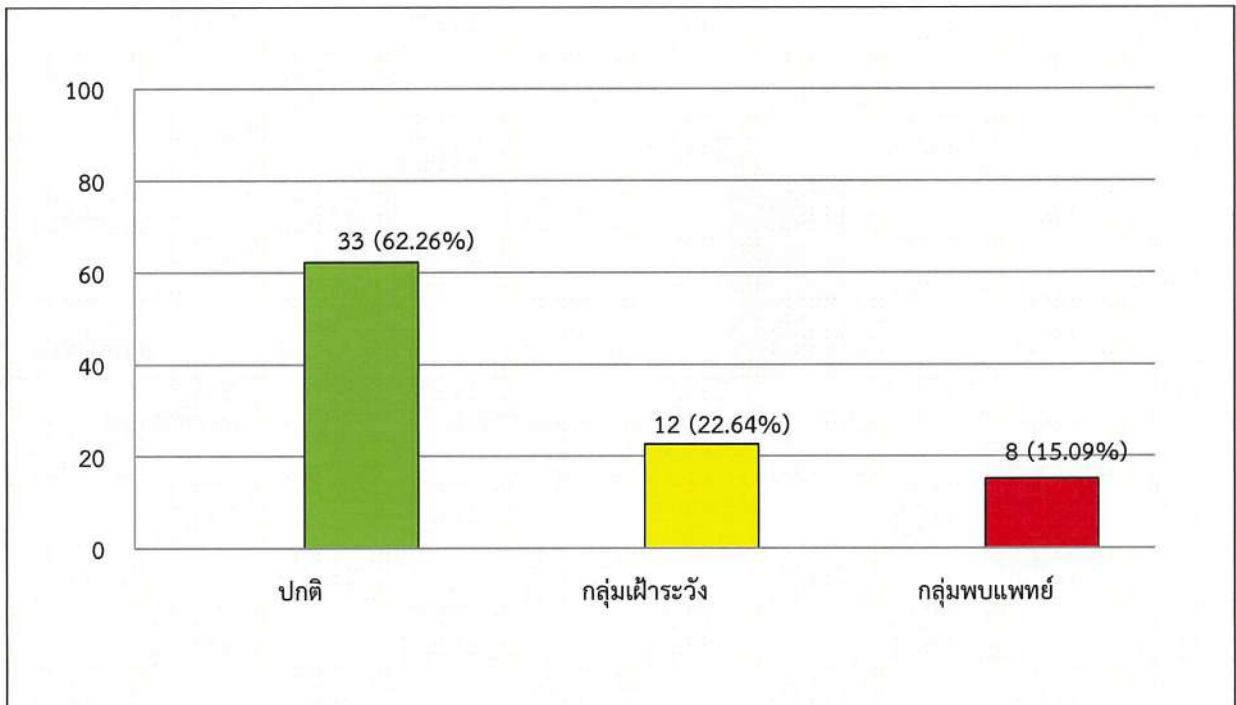
4. ตรวจการทำงานของตับ (SGOT, SGPT,ALP, Total Bilirubin, Direct Bilirubin)

พนักงานเข้ารับการตรวจ 53 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 33 ราย คิดเป็นร้อยละ 62.26

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 12 ราย คิดเป็นร้อยละ 22.64

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ที่ควรพบแพทย์จำนวน 8 ราย คิดเป็นร้อยละ 15.09



รายละเอียด	การดำเนินการ
<p>-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 12 ราย</p> <p>ชาย SGOT 41 - 88 U/L , SGPT 42 -88 U/L , Alkaline Phosphatase (ALP) > 129 U/L</p> <p>หญิง SGOT 33 - 88 U/L , SGPT 34 -88 U/L , Alkaline Phosphatase (ALP) > 104 U/L</p>	<p>-อาจเกิดจากการดื่มสุรา การรับประทานอาหารมันหรือเป็นโรคไขมันในเลือดสูง หรือรับประทานยาลดไขมัน ควรลดหรือเลี่ยงเครื่องดื่มที่มีแอลกอฮอล์ อาหารที่มีไขมันสูง แนะนำดื่มน้ำเปล่า ควรพักผ่อนให้เพียงพอ ควรสังเกตอาการผิดปกติ เช่นหากมีอาการตัวเหลือง ตาเหลือง อ่อนเพลีย ควรปรึกษาแพทย์ ควรตรวจเลือดติดตามการทำงานของตับซ้ำในการตรวจสุขภาพประจำปี และบางรายรับการรักษาอย่างต่อเนื่องอยู่แล้ว</p>
<p>-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ควรพบแพทย์ 8 ราย</p> <p>ชาย SGOT > 88 U/L</p> <p>หญิง SGOT > 88 U/L</p>	<p>-สำหรับพนักงานที่พบความผิดปกติอยู่ในเกณฑ์ควรพบแพทย์ แพทย์แนะนำให้ทำการตรวจซ้ำ และควรพบแพทย์เพื่อรับการรักษา</p>

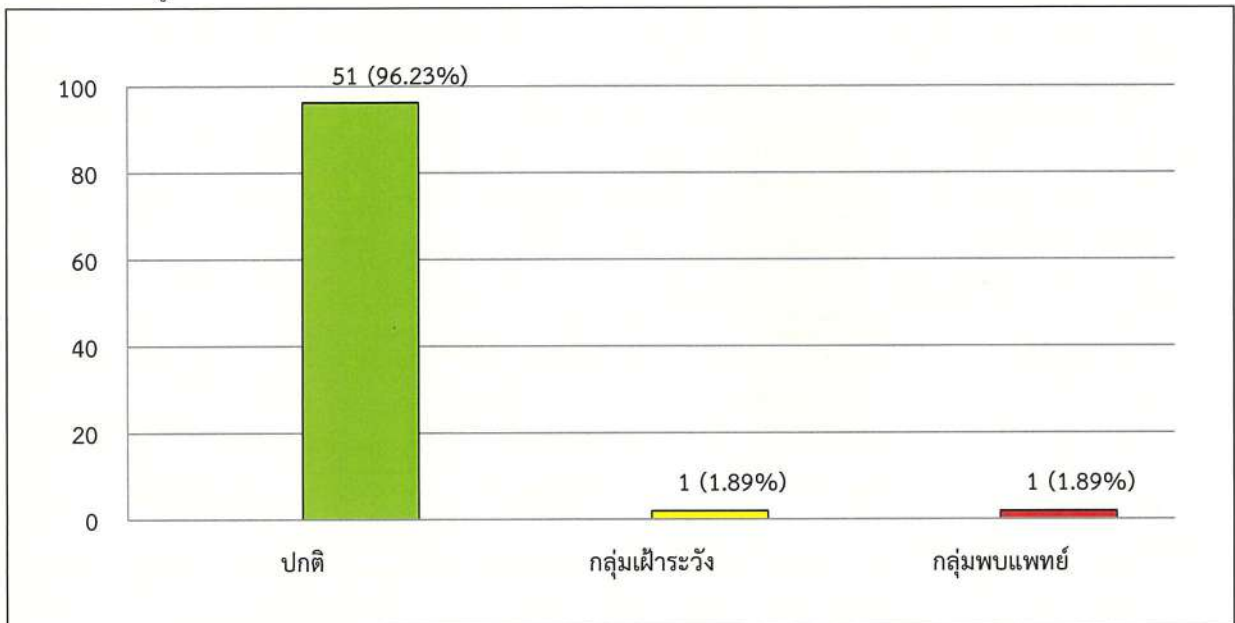
5. ตรวจการทำงานของไต (BUN, Creatinine)

พนักงานเข้ารับการตรวจ 53 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 51 ราย คิดเป็นร้อยละ 96.23

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 1 ราย คิดเป็นร้อยละ 1.89

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์พบแพทย์จำนวน 1 ราย คิดเป็นร้อยละ 1.89



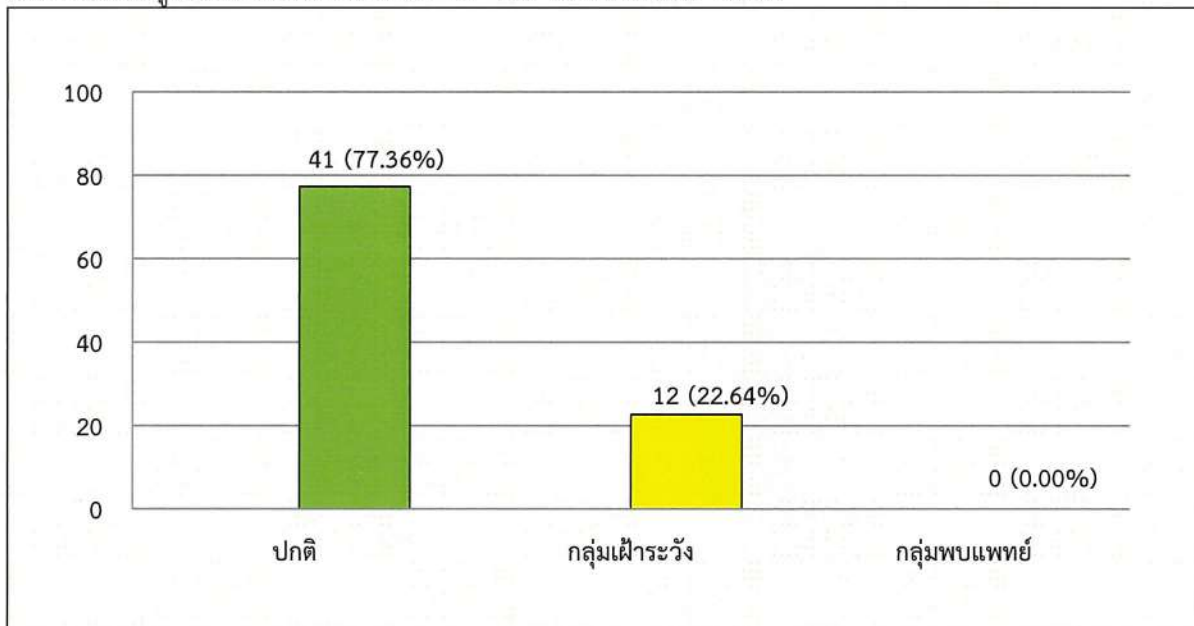
รายละเอียด	การดำเนินการ
-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังพบค่า BUN สูงกว่าปกติ (Blood Urea Nitrogen > 23 mg/dl) จำนวน 1 ราย	- อาจเกิดจากรับประทานอาหารจำพวกโปรตีน เช่น เนื้อสัตว์ ในปริมาณมาก ก่อนตรวจเลือด แนะนำให้ลดการรับประทานอาหารจำพวกโปรตีน ถั่ว หรืออาจเกิดจากประสิทธิภาพการทำงานของไตลดลง ถ้ามีอาการผิดปกติ เช่น บวม ควรปรึกษาแพทย์

6. การตรวจปัสสาวะ (Urine Analysis)

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 53 ราย

ผลการตรวจปกติจำนวน 41 ราย คิดเป็นร้อยละ 77.36

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 12 ราย คิดเป็นร้อยละ 22.64



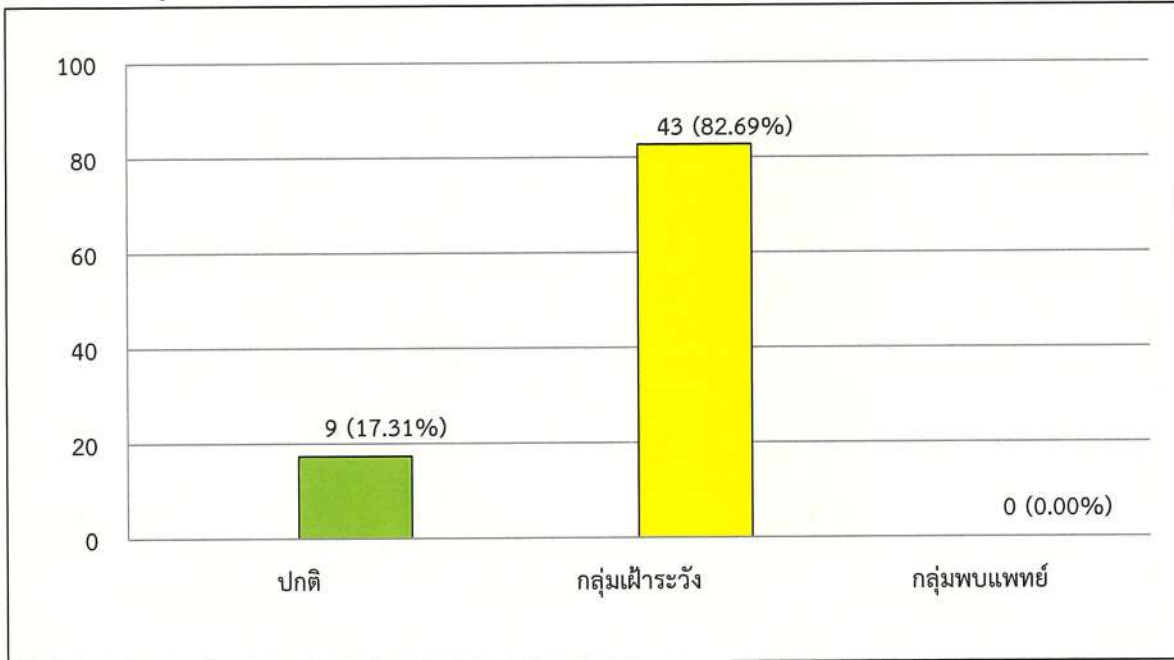
รายละเอียด	การดำเนินการ
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ควรพบแพทย์ 12 ราย	แนะนำให้ดื่มน้ำสะอาดให้มาก ไม่ควรกลั้นปัสสาวะนาน และหากมีอาการผิดปกติ เช่น ปัสสาวะแสบขัด ควรปรึกษาแพทย์

7.การตรวจสอบสภาพการมองเห็น

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 52 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 9 ราย คิดเป็นคิดเป็นร้อยละ 17.31

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ฝ้าระว่างจำนวน 43 ราย คิดเป็นคิดเป็นร้อยละ 82.69



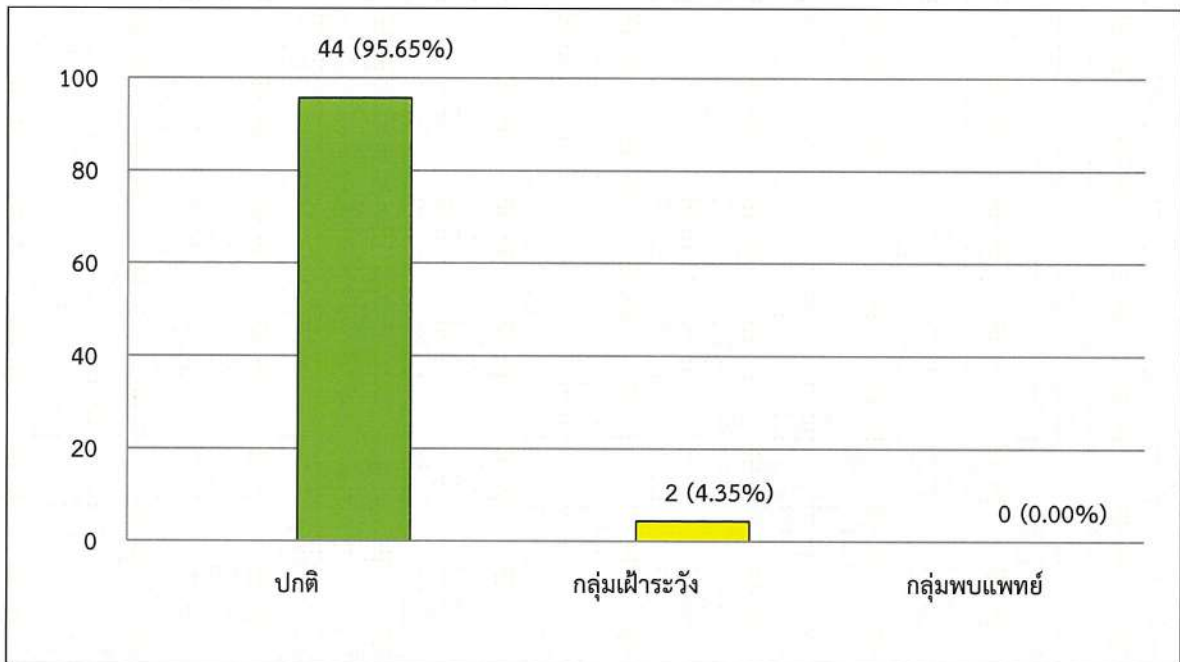
รายละเอียด	การดำเนินการ
<p>- ผลการตรวจที่ควรพบแพทย์ พบว่า สายตาดัดปกติด้านระยะการมองไกล/การมองเห็นภาพชัดลึกผิดปกติ</p>	<p>1.พนักงานที่พบความผิดปกติทางสายตาด้านระยะการมองไกล แนะนำให้พบจักษุแพทย์เพื่อวัดสายตาประกอบแว่นที่เหมาะสม ในรายที่สวมแว่นสายอยู่แล้วมีการตรวจซ้ำและปรับแว่นสายตาให้เหมาะสมแล้ว</p>
<p>- ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ฝ้าระว่าง พบว่ามีการเห็นสีบกพร่อง</p>	<p>2. พนักงานที่พบสายตาผิดปกติ ได้ดำเนินการพบจักษุแพทย์และรักษาต่อเนื่องแล้ว พบว่าไม่ได้เกิดภาวะเสี่ยงต่อสุขภาพที่ร้ายแรง</p> <p>3.พนักงานที่พบความผิดปกติด้านการเห็นสีบกพร่อง แนะนำให้ใช้ความระมัดระวังในการปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้องกับการมองเห็นสี</p>

8. ตรวจคลื่นไฟฟ้าหัวใจ (EKG)

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 46 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 44 ราย ร้อยละ 95.65

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 2 ราย คิดเป็นคิดเป็นร้อยละ 4.35



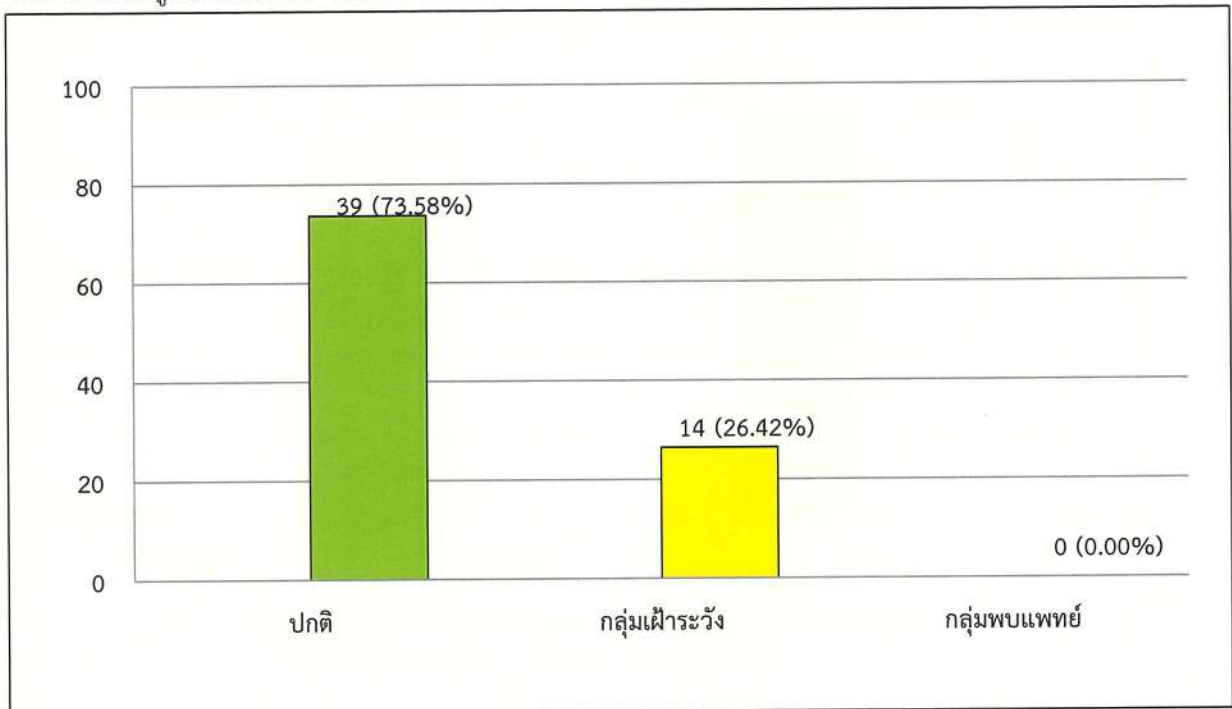
รายละเอียด	การดำเนินการ
-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 2 ราย	- ยังไม่ต้องพบแพทย์เฉพาะทาง หากมีอาการผิดปกติ เช่น เจ็บหน้าอก หอบเหนื่อยง่ายกว่าปกติ ใจสั่น เป็นลมวูบ ควรปรึกษาแพทย์เฉพาะทางอายุรกรรมโรคหัวใจ

9. การตรวจเอกซเรย์ปอด (Chest x-ray)

พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 53 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 39 ราย คิดเป็นร้อยละ 73.58

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวังจำนวน 14 ราย คิดเป็นร้อยละ 26.42



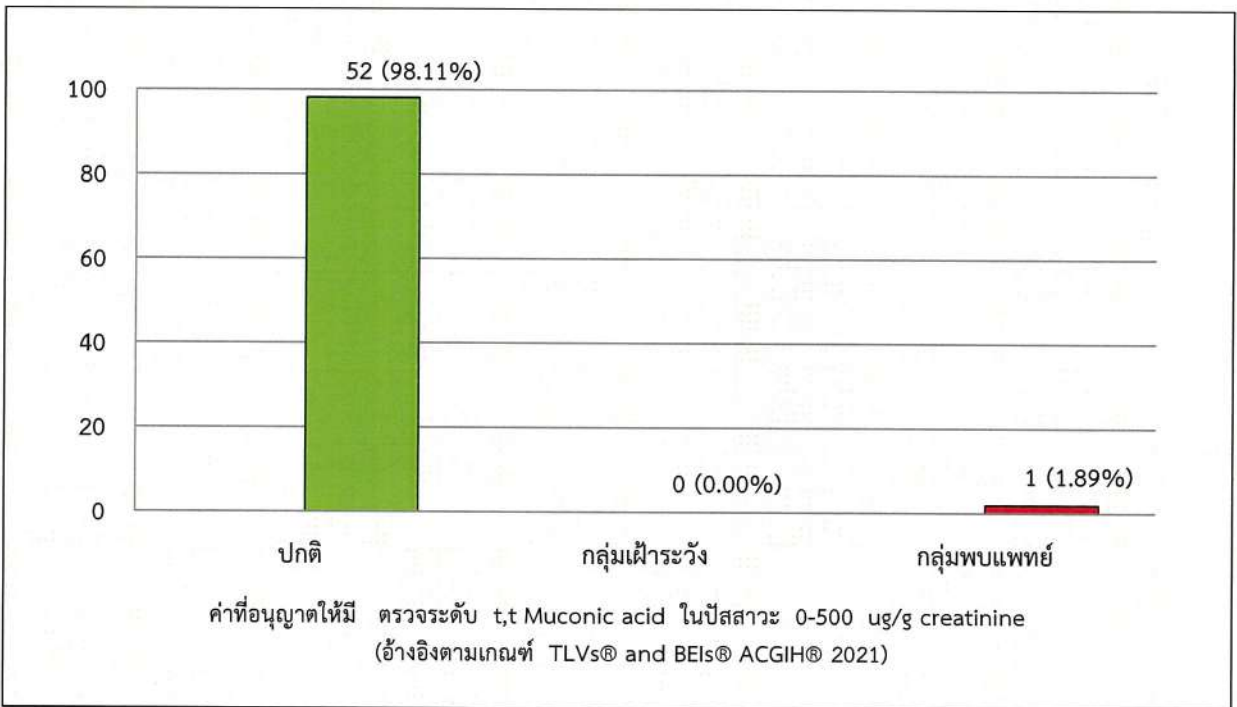
รายละเอียด	การดำเนินการ
-ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวัง 14 ราย	- ควรสังเกตอาการผิดปกติ เช่น หายใจเหนื่อยหอบ น้ำหนักลด เหนื่อยง่าย ควรปรึกษาแพทย์ ตรวจติดตามภาพถ่ายรังสีทรวงอกซ้ำทุกปี

10. การตรวจระดับ t,t Muconic acid ในปัสสาวะ เพื่อประเมินการสัมผัส Benzene

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 53 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 52 ราย คิดเป็นร้อยละ 98.11

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์พบแพทย์จำนวน 1 ราย คิดเป็นร้อยละ 1.89

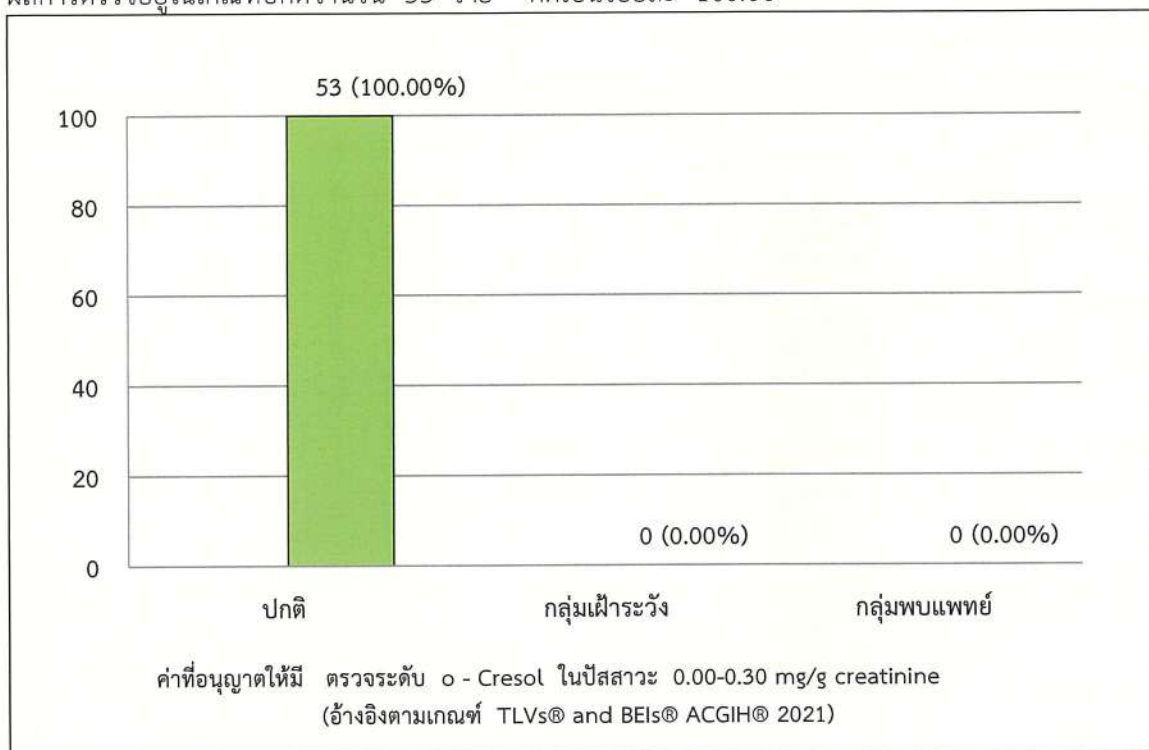


รายละเอียด	การดำเนินการ
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวัง 1 ราย พบ	<p>แพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เป็นผู้ตรวจวินิจฉัยและพิจารณาในการส่งพนักงานเข้ารับการตรวจซ้ำทั้ง 1 คน ผลการตรวจซ้ำปกติ และแนะนำให้ควรเปลี่ยนเสื้อผ้าทุกครั้งหลังจากปฏิบัติงานที่สัมผัสกับสารเคมี ควรอาบน้ำเปลี่ยนเสื้อผ้าทันทีเมื่อกลับถึงบ้านไม่ควรสูบบุหรี่หรือรับประทานอาหารและเครื่องดื่ม ขณะปฏิบัติงานและควรล้างมือก่อนรับประทานอาหาร เครื่องดื่มหรือสูบบุหรี่ทุกครั้ง</p> <p>ควรมีการเฝ้าระวังทางการแพทย์ เช่น ตรวจนับความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (Complete blood count,CBC) ตรวจการทำงานของไต (BUN, Creatinine) ตรวจการทำงานของตับ (Liver Function Test,LFT) และตรวจปัสสาวะเพื่อประเมินการทำหน้าที่ของไตอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง</p> <p>ผลการตรวจซ้ำวันที่ 24 พฤษภาคม2565 ค่าอยู่ในเกณฑ์ปกติ</p>

11. ตรวจระดับ o - Cresol ในปัสสาวะ เพื่อประเมินการสัมผัส Toluene

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 53 ราย

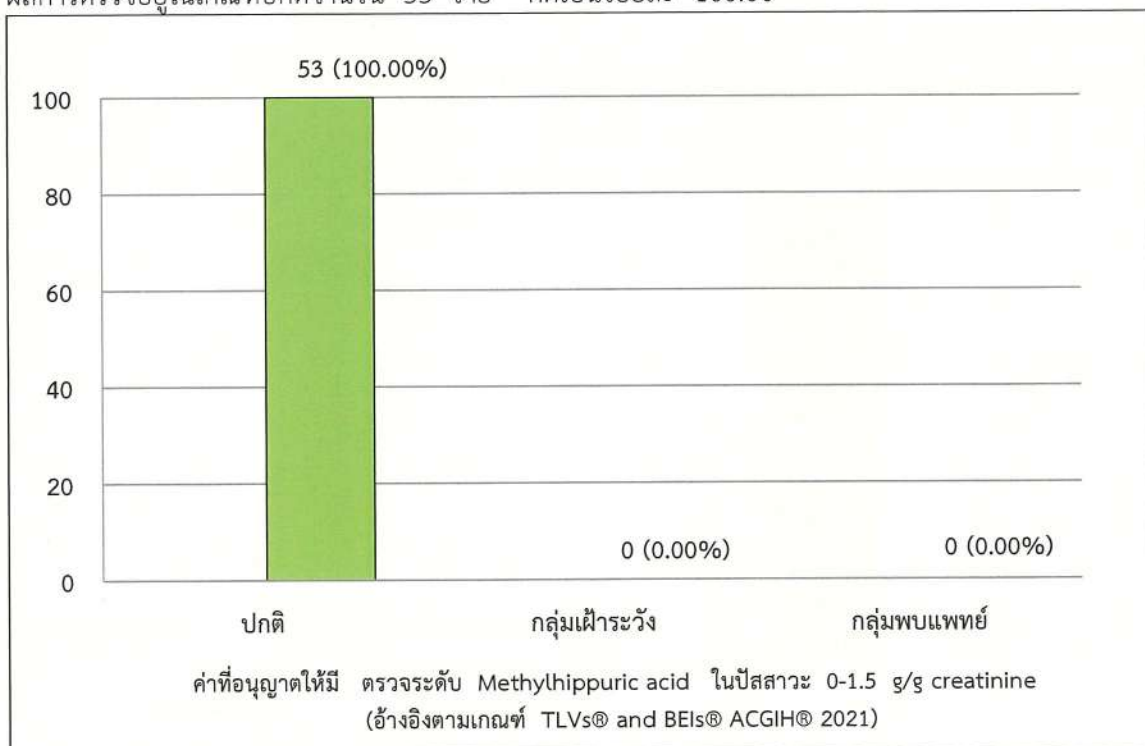
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 53 ราย คิดเป็นร้อยละ 100.00



12. ตรวจระดับ Methylhippuric acid ในปัสสาวะ เพื่อประเมินการสัมผัส Xylenes

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 53 ราย

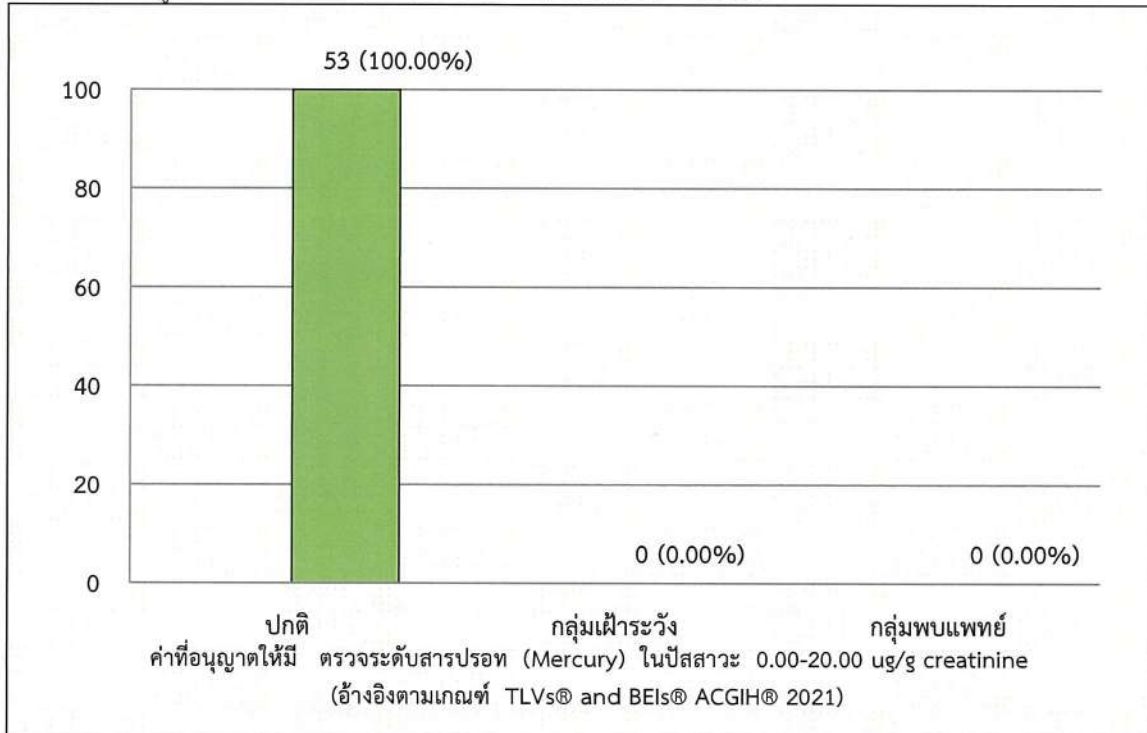
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 53 ราย คิดเป็นร้อยละ 100.00



13 ตรวจระดับสารปรอท (Mercury) ในปัสสาวะ

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 53 ราย

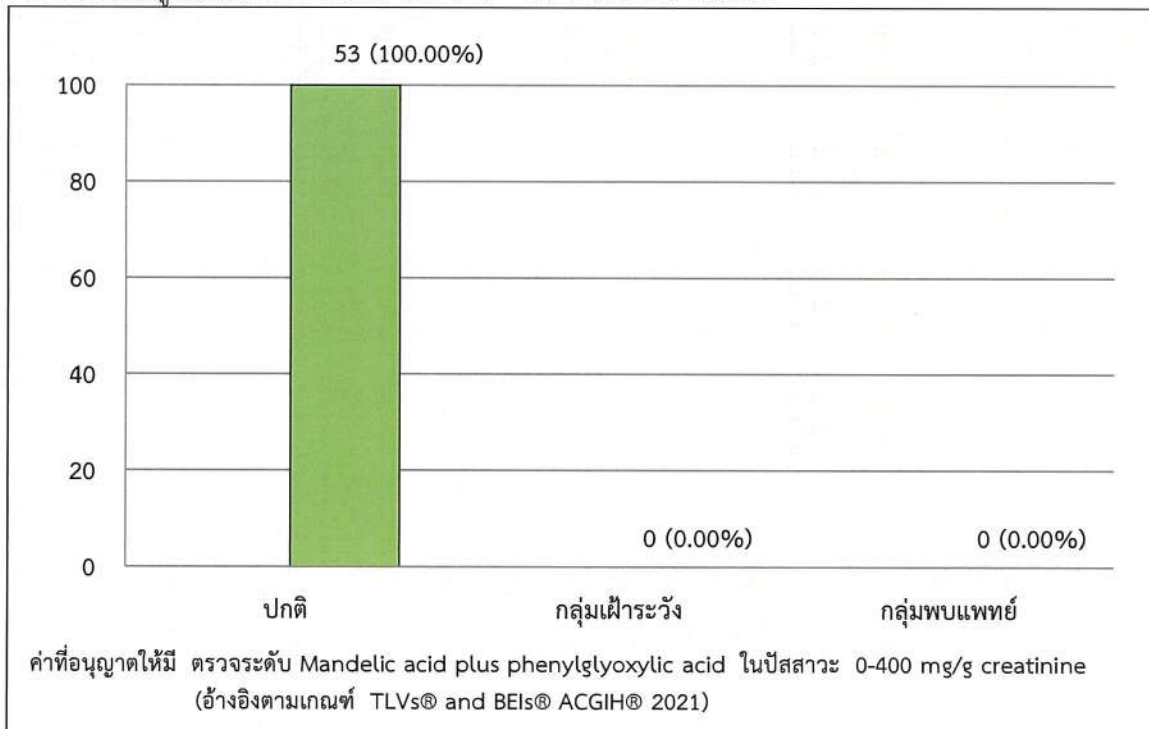
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 53 ราย คิดเป็นร้อยละ 100.00



14.ตรวจระดับ Mandelic acid plus phenylglyoxylic acid ในปัสสาวะ เพื่อประเมินการสัมผัส Styrene

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 53 ราย

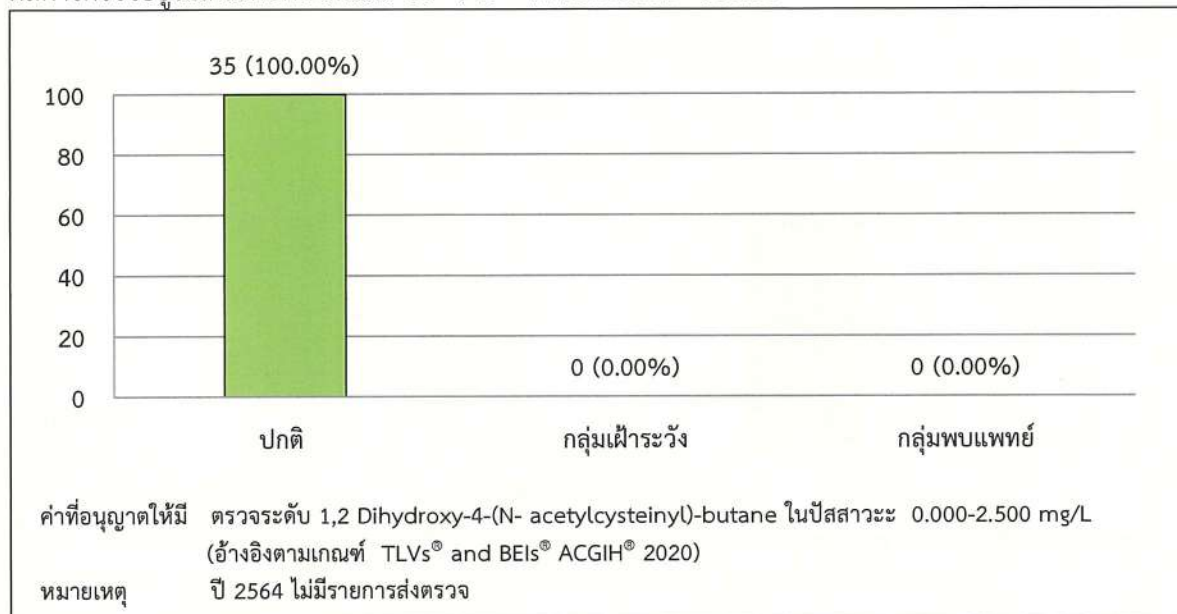
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 53 ราย คิดเป็นร้อยละ 100.00



15.ตรวจระดับ 1,2 Dihydroxy-4-(N-acetylcysteinyl)-butane เพื่อประเมินการสัมผัส 1,3 Butadiene ในปัสสาวะ

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 53 ราย

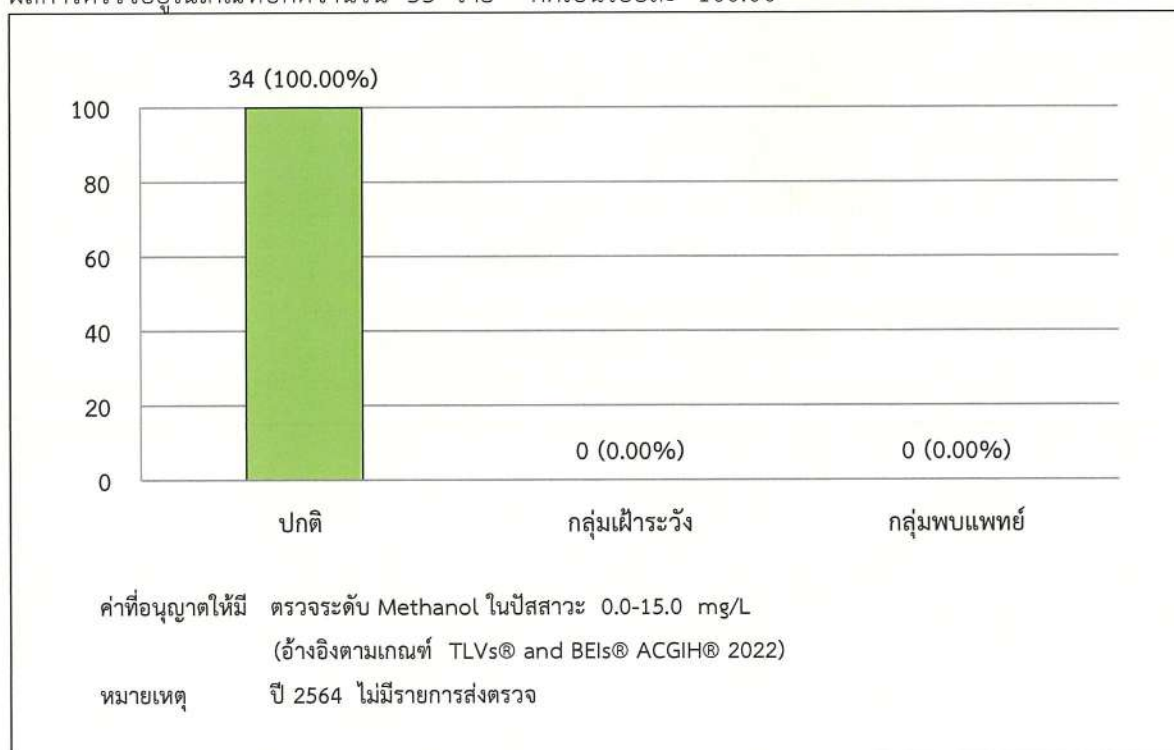
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 53 ราย คิดเป็นร้อยละ 100.00



16.ตรวจระดับสาร Methanol ในปัสสาวะ

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 53 ราย

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 53 ราย คิดเป็นร้อยละ 100.00

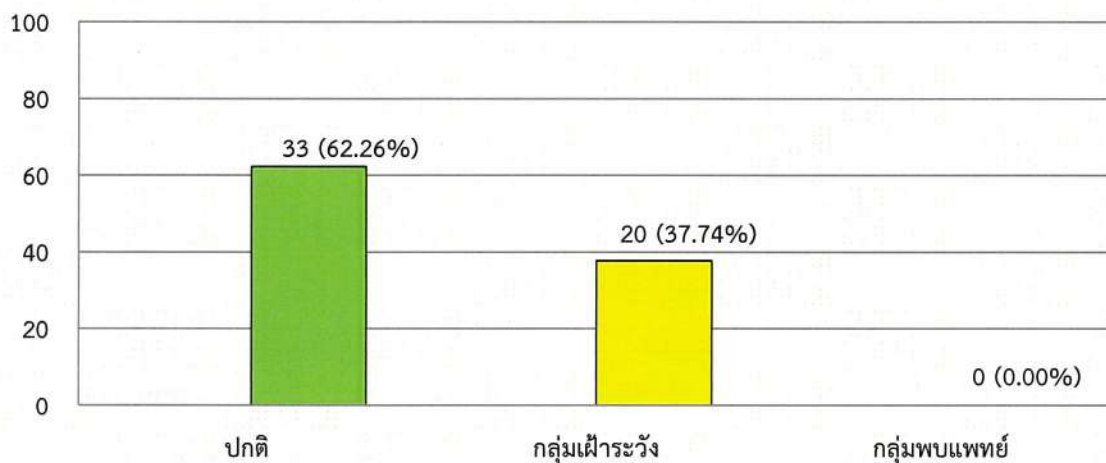


17. ตรวจระดับสารหนู (Total Arsenic) ในปัสสาวะ

พนักงานเข้ารับการตรวจจำนวน 53 ราย

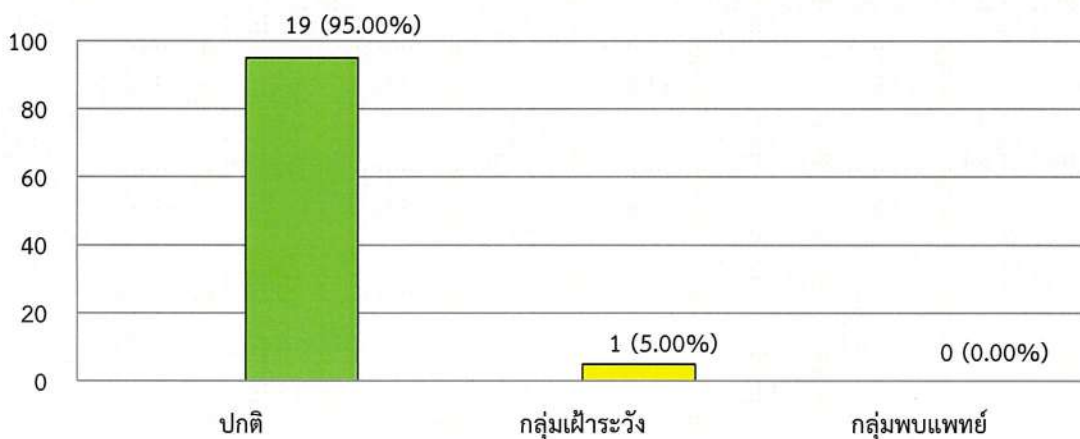
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ปกติจำนวน 52 ราย คิดเป็นร้อยละ 98.11

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์พบแพทย์จำนวน 1 ราย คิดเป็นร้อยละ 1.89



ค่าที่อนุญาตให้มี ตรวจระดับสารหนู (Total Arsenic) ในปัสสาวะ ≤ 100 ug/L

(อ้างอิงตามเกณฑ์ Casarett & Doull's: Toxicology, The Basic Science of Poisons; 6th Edition, p.820-



ตรวจระดับ Inorganic arsenic plus methylated Metabolites ในปัสสาวะ 35 ug As/L

(อ้างอิงตามเกณฑ์ TLVs® and BEIs® ACGIH® 2019)

*** ตรวจ repeat ระดับ Inorganic arsenic plus methylated Metabolites ในปัสสาวะ ในกรณี Total Arsenic สูงเกิน

รายละเอียด	การดำเนินการ
ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวัง 1 ราย	แพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เป็นผู้ตรวจวินิจฉัยและพิจารณาในการส่งพนักงานเข้ารับการตรวจซ้ำ ผลการตรวจซ้ำปกติ และแนะนำให้ควรเปลี่ยนเสื้อผ้าทุกครั้งหลังจากปฏิบัติงานที่สัมผัสกับสารเคมี ควรอาบน้ำเปลี่ยนเสื้อผ้าทันทีเมื่อกลับถึงบ้านไม่ควรสูบบุหรี่หรือรับประทานอาหารและเครื่องดื่ม ขณะปฏิบัติงานและควรล้างมือก่อนรับประทานอาหาร เครื่องดื่มหรือสูบบุหรี่ทุกครั้ง ควรมีการเฝ้าระวังทางการแพทย์ เช่น ตรวจนับความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (Complete blood count,CBC) ตรวจการทำงานของไต (BUN, Creatinine) ตรวจการทำงานของตับ (Liver Function Test,LFT) และตรวจปัสสาวะเพื่อประเมินการทำหน้าที่ของไตอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง ผลการตรวจซ้ำวันที่ 24 พฤษภาคม2565 ค่าอยู่ในเกณฑ์ปกติ

18 การตรวจสอบสมรรถภาพการได้ยิน

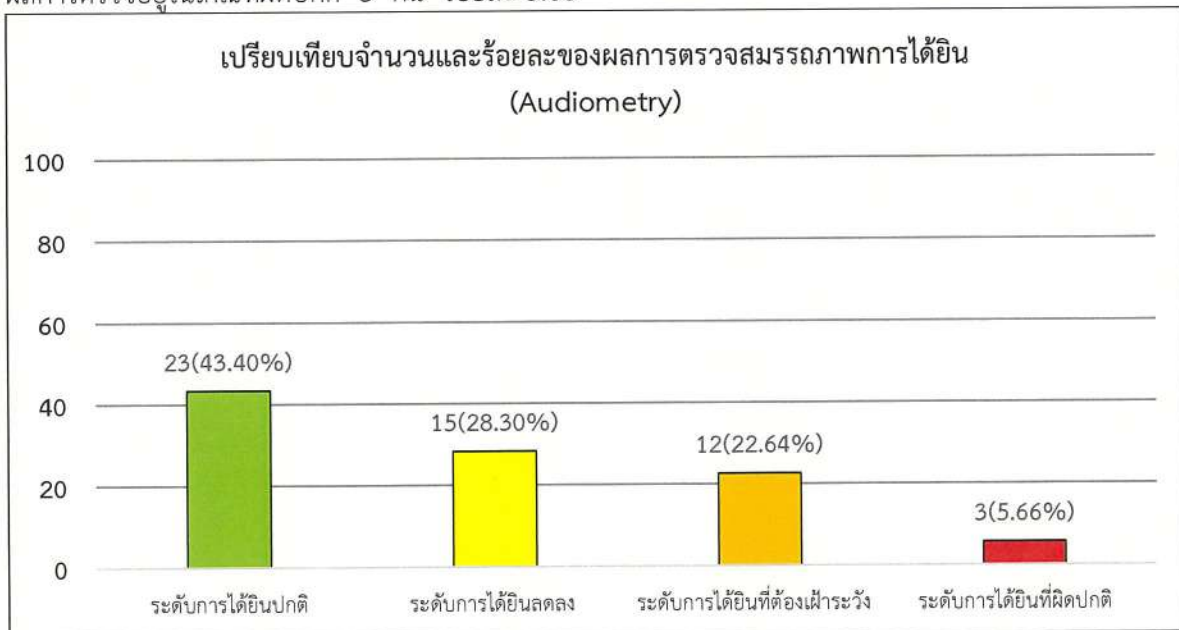
พนักงานเข้ารับการตรวจทั้งหมด 53 ราย

ผลการตรวจปกติ 23 ราย ร้อยละ 41.82

ผลการได้ยินลดลง 15 ราย ร้อยละ 34.55

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์เฝ้าระวัง 12 ราย ร้อยละ 18.18

ผลการตรวจอยู่ในเกณฑ์ผิดปกติ 3 คน ร้อยละ 5.66



เกณฑ์ผลการอ่านและแปลผลการตรวจสอบสมรรถภาพการได้ยิน

- **ระดับการได้ยินปกติ** หมายถึง ระดับได้ยินเสียงเสียงของหู (Hearing threshold) เมื่อทำการวัดการได้ยินทางอากาศด้วยเสียงบริสุทธิ์ที่ความถี่ 500- 6000 Hz. มีค่าไม่เกิน 25 เดซิเบล
- **ระดับการได้ยินลดลง** หมายถึง ระดับเริ่มการได้ยินเสียงของหู (Hearing threshold) เมื่อทำการตรวจวัดการได้ยินทางอากาศด้วยเสียงบริสุทธิ์ที่ความถี่ 500- 6000 Hz. แล้วมีการได้ยินระดับเสียงมากกว่า 25 เดซิเบล ในความถี่ใดความถี่หนึ่งที่ 500 – 6000 Hz.
- **ระดับการได้ยินที่ต้องเฝ้าระวัง (การได้ยินบกพร่องที่ความถี่ต่ำ)** หมายถึง Audiogram ผิดปกติที่เข้าเกณฑ์ NIHL (ระดับได้ยินของที่มีค่าเฉลี่ยระดับการได้ยินที่ 500 1000 2000 และ 3000 Hz. มากกว่า 25 เดซิเบล หรือมีค่าเฉลี่ยระดับการได้ยินที่ 4000 และ 6000 Hz. เท่ากับ 45 เดซิเบล หรือมากกว่า ระดับเสียงมากกว่า 25 เดซิเบล ในความถี่ใดความถี่หนึ่งที่ 500 – 6000 Hz.)
- **ระดับการได้ยินที่ผิดปกติ(การได้ยินบกพร่องที่ความถี่สูงทั้ง 2 ข้าง)** เป็นความผิดปกติที่ต้องเข้ารับการสอบสวนโรคว่าเกี่ยวข้องกับการทำงานหรือไม่ หมายถึง noise-induced hearing loss ร่วมกับ Audiogram มีลักษณะเป็น Notch ที่บริเวณความถี่ 4000 Hz (3000-6000 Hz) และการได้ยินของหูทั้ง 2 ข้างลดลงที่ระดับใกล้เคียง (ที่มา : แนวทางการตรวจคัดกรองสมรรถภาพการได้ยินและการแปลผล สำนักโรคจากกการประกอบอาชีพและสิ่งแวดล้อม (ฉบับปรับปรุง ปี 2560) กรมควบคุมโรค กระทรวงสาธารณสุข)

รายละเอียด	การดำเนินการ
-ระดับการได้ยินลดลง 15 ราย	<ol style="list-style-type: none"> 1. เข้าโครงการอนุรักษ์การได้ยิน 2. จัดอุปกรณ์ป้องกันเสียงดังส่วนบุคคล คือ ที่ครอบหูและปลั๊กอุดหู โดยพิจารณาเลือกชนิดที่มีค่า NRR ที่เหมาะสมให้ 3. ตรวจสอบติดตามทุก 6 เดือนตาม EIA
-ระดับการได้ยินที่ต้องเฝ้าระวัง (การได้ยินบกพร่องที่ความถี่ต่ำ) 12 ราย	<ol style="list-style-type: none"> 1. เข้าโครงการอนุรักษ์การได้ยิน 2. จัดอุปกรณ์ป้องกันเสียงดังส่วนบุคคล คือ ที่ครอบหูและปลั๊กอุดหู โดยพิจารณาเลือกชนิดที่มีค่า NRR ที่เหมาะสมให้ 3. ตรวจสอบติดตามทุก 6 เดือนตาม EIA 4. Noise dosimeter
-ระดับการได้ยินที่ผิดปกติ(การได้ยินบกพร่องที่ความถี่สูงทั้ง 2 ข้าง) 3 ราย	<ol style="list-style-type: none"> 1. เข้าโครงการอนุรักษ์การได้ยิน 2. จัดอุปกรณ์ป้องกันเสียงดังส่วนบุคคล คือ ที่ครอบหูและปลั๊กอุดหู โดยพิจารณาเลือกชนิดที่มีค่า NRR ที่เหมาะสมให้ 3. ตรวจสอบติดตามทุก 6 เดือนตาม EIA 4. Noise dosimeter 5. หมุนเวียนงาน/ย้ายงาน

เอกสารโปรแกรมการตรวจสอบสภาพพนักงาน (Procedure)





บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

Occupational Health Management

P-(Q-EH-OH)-001
โปรแกรมการตรวจสุขภาพพนักงาน

จัดทำโดย :
Division Manager

อนุมัติโดย :
Vice President

รายชื่อผู้ทบทวน

ผู้ทบทวน	ตำแหน่ง	หน่วยงาน
<input type="text"/>	Division Manager	Q-EH-OH

รายการแก้ไข

ครั้งที่	วันที่มีผลบังคับใช้	รายละเอียด	โดย
0	27/05/2020	Migrated (นำเข้าโดยระบบ)	System
1	05/07/2021	แก้ไข จำนวนปีที่ต้องจัดเก็บให้สอดคล้องกับระบบ HPS	<input type="text"/>

หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

รหัสหน่วยงาน	ชื่อหน่วยงาน
Q-EH-OH	Occupational Health Management

KPI ที่เกี่ยวข้อง

KPI Measure	Description / Calculation	Target (unit)
Other	ไม่น้อยกว่า 90 % ของพนักงานทั้งหมด เข้าร่วมตรวจสุขภาพ	

กฎหมายที่เกี่ยวข้อง

ชื่อกฎหมาย
<input type="text"/>


เอกสารที่เกี่ยวข้องในระบบ

รหัสเอกสาร	ชื่อเอกสาร
M-(Q-QM)-GCMS-001	GC Management System Manual
F-(Q-EH-OH)-001	ใบส่งตัวตรวจสุขภาพพนักงาน
F-(Q-EH-OH)-002	ใบสรุปการประเมินผลการตรวจสุขภาพ เพื่อประกอบการพิจารณา

รหัสเอกสาร	ชื่อเอกสาร
	ความเหมาะสมในการทำงาน
P-(Q-BH-OH)-003	ใบแจ้งความประสงค์ไม่ได้รับการตรวจสุขภาพ

เอกสารอ้างอิงภายนอก

ชื่อเอกสาร
Medical Examination Programs 2005: Health and Medical Services, Occupational Medicine-Medical Surveillance
Notification of Ministry of Interior, Re: Safety Working Environment for Diving Work, September 17, 1980
The Notification of Ministry of Interior, Labor Protection, Chapter 7 Welfare, April 1972
The Notification of Ministry of Labor on Occupational Health and Safety Management System for Confine Space work, October 2004
กฎกระทรวงแรงงานกำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ.2549
กระทรวงแรงงาน กฎกระทรวง กำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการตรวจสุขภาพของลูกจ้าง และส่งผลการตรวจ แก่พนักงานตรวจแรงงาน พ.ศ. 2547
ประกาศกระทรวงมหาดไทยและกรุงเทพมหานคร เรื่อง กำหนดแบบแผนสุขภาพประจำปีของลูกจ้างที่ทำงาน เกี่ยวกับปัจจัยเสี่ยงและแบบแผนผลการตรวจสุขภาพของลูกจ้างที่พบความผิดปกติหรือการเจ็บป่วย การให้การรักษาพยาบาล และการป้องกันแก้ไข พ.ศ. ๒๕๕๐
ประกาศกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดสารเคมีอันตรายที่ให้นายจ้างจัดให้มีการตรวจสุขภาพของลูกจ้าง พ.ศ. ๒๕๕๒

	บริษัท พีซีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	P-(Q-BH-OH)-001: โปรแกรมการตรวจสุขภาพพนักงาน
---	--	--

สารบัญ

1.	วัตถุประสงค์	หน้า
2.	ขอบเขต	1
3.	หน้าที่และความรับผิดชอบ	2
4.	WORKFLOW	3
5.	รายละเอียดการดำเนินงาน	7
6.	ภาคผนวก	8
		17

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารฉบับนี้มีความลับ และทรัพย์สินทางปัญญาของบริษัท พีซีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ห้ามเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
 วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021
 สถานที่: อาคารปฏิบัติการและโรงงานผลิตโพลีเอทิลีน (PE) บริษัท พีซีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) กรุงเทพฯ

1. วัตถุประสงค์

- เพื่อใช้เป็นแนวทางในการตรวจสอบคุณภาพพนักงานให้เหมาะสมกับการทำงานหรือความถี่ของการทำงาน และประเมินผลการทำงานก่อนปฏิบัติงาน และ ก่อนการปฏิบัติงาน
- เพื่อตรวจสอบคุณภาพให้สมบูรณ์ แข็งแรง และได้ระดับการเปลี่ยนแปลงซึ่งมีผลกระทบต่อสุขภาพของ ผู้ปฏิบัติงานอย่างต่อเนื่อง
- เพื่อป้องกันโรคจากการทำงาน หรืออุบัติเหตุ
- เพื่อให้มีความรู้ ในการติดตามดูแล พื้นที่ พนักงานที่ได้รับผลกระทบจากการทำงาน หรืออุบัติเหตุอื่นเนื่องมาจากการปฏิบัติงาน
- เพื่อประเมินภาวะสุขภาพของพนักงานประเมินความเสี่ยงของร่างกายก่อนการทำงานที่มีความเสี่ยง หรืองานอื่นๆ ตามที่บริษัท กำหนด

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารนี้เป็นความลับ และควรเก็บรักษาอย่างปลอดภัย ห้ามเปิดเผยต่อสาธารณะโดยไม่ได้รับอนุญาต
 วันที่: 05/07/2021
 หน้า: 1 จาก 31
 วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

2. ขอบเขต

พนักงานทุกคนที่ปฏิบัติงาน ภายใต้การจ้างงานของ บริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ จำกัด (มหาชน) รวมทั้งผู้บริหารระดับสูงและระดับปฏิบัติการทั้งหมด 1 ปีขึ้นไป ที่ต้องให้ระบบสามารถตรวจสอบได้ค่าต่างๆ ของ บริษัท ทีทีที โกลบอล เซมิคอนดักเตอร์ จำกัด (มหาชน) และกลุ่มบริษัทในเครือ

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารนี้เป็นความลับ และควรเก็บรักษาอย่างปลอดภัย ห้ามเปิดเผยต่อสาธารณะโดยไม่ได้รับอนุญาต
 วันที่: 05/07/2021
 หน้า: 2 จาก 31
 วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

3. หน้าที่และสถานรับผิดชอบ

3.1 Q-EH-OH

- ปรับปรุงโปรแกรมการตรวจสุขภาพให้สอดคล้องกับกฎหมายไทย, สถานัน หรือหน่วยงานที่ได้รับใบอนุญาตรับในสากล เช่น OSHA, ACGIH หรือสถาบันอื่นๆ ที่ได้มาตรฐานและบริษัทให้การยอมรับรวมทั้งให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้ถือหุ้นหรือผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอื่นๆ
- จัดทำงบประมาณและวางแผนการตรวจ ตรวจสุขภาพพนักงาน และผู้เกี่ยวข้องให้เหมาะสมกับสถานะเชิงพหุวัฒนธรรมกับงาน
- ดำเนินการควบคุมการจัดการตรวจสุขภาพให้ขึ้นไปตาม โปรแกรมการตรวจที่เหมาะสมสำหรับพนักงานและผู้เกี่ยวข้อง
- แนะนำ และ สนับสนุน ให้คำปรึกษา ผลการตรวจสุขภาพของพนักงานที่ตรวจพบความผิดปกติ หรือมีแนวโน้มที่จะเกิดอันตรายต่อสุขภาพ ได้ติดตาม พื้นฟู แก้ไข ภาวะผิดปกติ เพื่อให้พนักงานกลับเข้ามาทำงานได้อย่างเหมาะสม หรือทำงานที่ตรงกับภาวะสุขภาพที่เหมาะสม
- ให้การสนับสนุนการตรวจ fit to work สำหรับงานที่มีความเสี่ยง งานอันตราย งานด้านน้ำมัน งานบนที่สูง และ สนับสนุนการดูแลสุขภาพ แอลกอฮอล์ และ amphetamine

3.2 Occupational Health Analyst

- ดำเนินการตรวจควบคุมและโปรแกรมการตรวจสุขภาพให้สอดคล้องกับกฎหมายไทย, สถานัน หรือหน่วยงานที่ได้รับใบอนุญาตรับในสากล เช่น OSHA, ACGIH หรือสถาบันอื่นๆ ที่ได้มาตรฐานและบริษัท ให้การยอมรับรวมทั้งให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้ถือหุ้นหรือผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอื่นๆ
- ดำเนินการประเมินความเสี่ยงพนักงานและแจ้งความเสี่ยงเพื่อให้การจัดปรัปรุงรายการตรวจสุขภาพตามความเสี่ยงที่พบจนส่วนรับพนักงานและผู้เกี่ยวข้อง
- แนะนำ และ สนับสนุน ให้คำปรึกษา ผลการตรวจสุขภาพของพนักงานที่ตรวจพบความผิดปกติ หรือมีแนวโน้มที่จะเกิดอันตรายต่อสุขภาพ ได้ติดตาม พื้นฟู แก้ไข ภาวะผิดปกติ นั้น เพื่อให้พนักงานกลับเข้ามาทำงานได้อย่างเหมาะสม หรือทำงานที่ตรงกับภาวะสุขภาพ ณ ขณะนั้น

- ให้การสนับสนุนการตรวจ fit to work สำหรับงานที่มีความเสี่ยง งานอันตราย งานด้านน้ำมัน งานบนที่สูง และ สนับสนุนการดูแลสุขภาพ แอลกอฮอล์ และ amphetamine
- 3.3 วิศวกรรมการปลอดภัย ประจำพื้นที่ (Safety Engineer)
- ดูแลพนักงาน และผู้รับหน้าที่เข้ามาปฏิบัติงานในบริษัท ให้มีสุขภาพร่างกายแข็งแรงเหมาะสมกับการทำงาน
 - ประเมินภาวะสุขภาพผู้รับหน้า เมื่อเริ่มก่อนการเข้าทำงานในพื้นที่ หรืองานที่มีความเสี่ยง

3.4 หัวหน้างาน และ ผู้จัดการส่วน ขึ้นไป (Supervisor and Managers up)

- ตรวจสอบ และประเมิน โปรแกรมการตรวจสุขภาพของผู้ได้ง้กับบัญชา ให้เหมาะสมกับความเสี่ยงของงาน ในหน่วยงาน และตำแหน่งงานรวมทั้ง ระยะเวลาในการจัดการที่เหมาะสม และถูกต้อง
- การดูแล และสนับสนุนให้พนักงานในหน่วยงานเข้ารับการตรวจสุขภาพตาม โปรแกรมที่บริษัทกำหนดให้ และเข้ารับการตรวจตามกับบริษัท กำหนด
- พนักงานในหน่วยงานได้รับอุบัติเหตุ หรือ เจ็บป่วย > 3 วัน หรือ เพชฌฆาตของนาย ระบุให้ผู้จัดการ หัวหน้างาน หรือ ผู้จัดการส่วนทราบแจ้งต่อวิศวกรรมการความปลอดภัย หรือ Oee Health Analysts ประจำพื้นที่ เพื่อประเมินหรือประสานงานในการประเมินความเหมาะสมก่อนการกลับมาทำงาน
- ดูแล และเฝ้าระวัง พนักงานในหน่วยงาน ให้ทำงานที่เหมาะสมกับภาวะสุขภาพ โดยเฉพาะงานที่มีความเสี่ยงสูง เช่น งานอันตราย งานบนที่สูง งานดับเพลิง
- ดูแลตรวจสอบ และติดตามผลการตรวจสุขภาพของผู้รับหน้าประจำในหน่วยงาน และนำส่งผลการตรวจสุขภาพนั้นให้กับวิศวกรรมการปลอดภัยหรือหัวหน้ามีะระจำพื้นที่

3.5 พนักงาน (All Staff)

- กระตือรือร้น และให้ความร่วมมือต่อการเข้ารับการตรวจสุขภาพตามับบริษัท กำหนดทุกครั้ง
- ประเมิน และติดตามผลการตรวจสุขภาพของตัวเอง และแจ้งพบแพทย์เพื่อรับคำแนะนำการดูแล และปฏิบัติตามคำแนะนำมาของแพทย์
- ปฏิบัติตามคำแนะนำของแพทย์ และเข้ารับการติดตามผลการดูแลสุขภาพทุกครั้ง

3.6 บริษัทของผู้รับหน้าประจำ (yearly consultant)



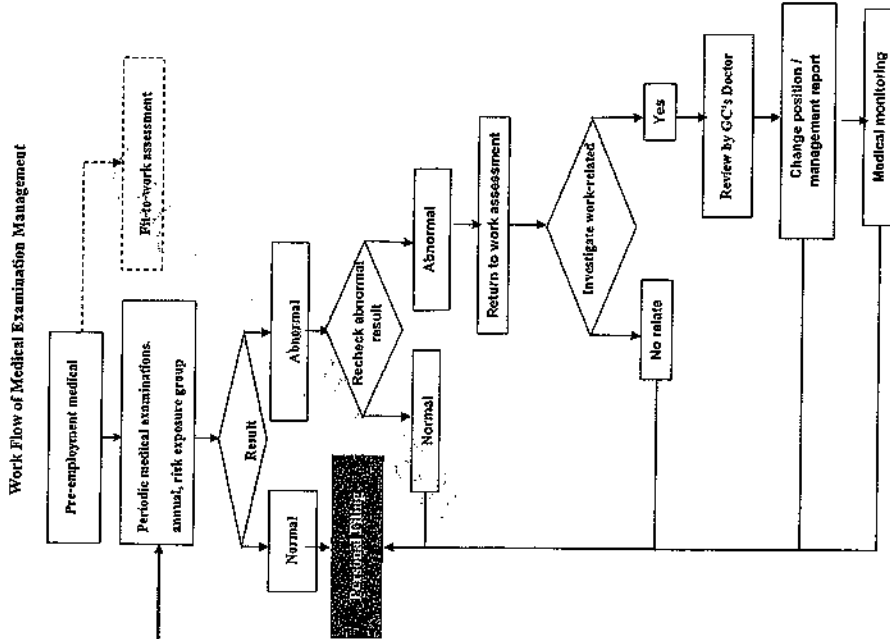
- บริษัทของผู้รับหมายประจำจะจัดการตรวจสุขภาพ ให้ตรงตามความเสี่ยงของงาน และรายการตรวจจะต้องเป็นไปตามเงื่อนไข และข้อกำหนดของ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
- บริษัทของผู้รับหมายประจำ ต้องแสดงผลการตรวจสุขภาพแก่หัวหน้างาน หรือ วิศวกร ความปลอดภัยประจำพื้นที่ ในครั้งแรกของการเข้าร่วมงานกับ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
- บริษัทของผู้รับหมายประจำจะต้องแสดงผลการตรวจสุขภาพตามความเสี่ยงของการทำงาน และนำเสนอผลการตรวจสุขภาพประจำปีแก่หัวหน้างาน หรือวิศวกรความปลอดภัย และนำส่งผลการรักษา และจัดเก็บผลการรักษา ณ สถานพยาบาลประจำพื้นที่



- เมื่อตรวจพบความผิดปกติจากผลการตรวจสุขภาพ ผู้รับหมายจะต้องแสดงผลการตรวจสุขภาพ หรือแก้ไข การตรวจพบความผิดปกติที่เกิดขึ้นกับหัวหน้างาน แจ้งกับวิศวกรความปลอดภัย Occ Health Analysts ประจำพื้นที่ ในการพิจารณาความเหมาะสมในการทำงานของผู้รับหมายที่ตรวจพบความผิดปกติ ก่อนการปฏิบัติงานต่อไปโดยมีผลกระทบต่อยุทธศาสตร์

4. WORKFLOW

แผนผังการจัดการตรวจสุขภาพพนักงาน (Work Flow of Medical Examination Management)



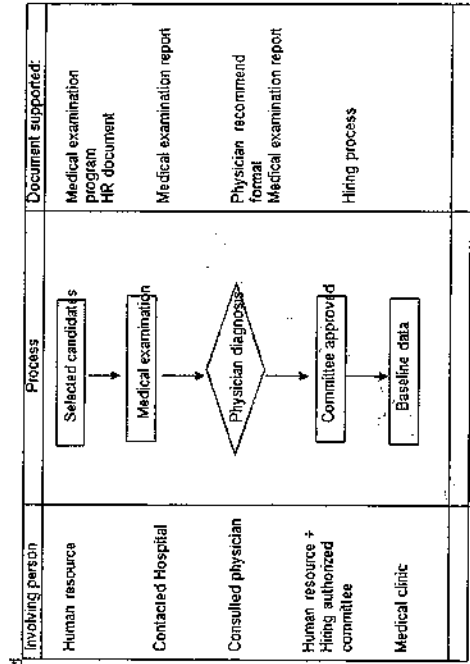
5. รายละเอียดการดำเนินงาน

- 5.1. การตรวจสุขภาพ ก่อนปฏิบัติงาน (Pre-Employment Medical Examination)
- เป็นการประเมินภาวะสุขภาพของพนักงานรายบุคคลก่อนเข้าทำงาน และปฏิบัติงานเพื่อหาข้อบกพร่องของสุขภาพ และทางจิตใจ ให้เหมาะสมกับการทำงาน และปฏิบัติงานเพื่อหาข้อบกพร่องของสุขภาพ
 - มีการจัดทำข้อมูล ประวัติ และสรุปผลการประเมินภาวะสุขภาพพื้นฐานก่อนการเริ่มงาน (baseline record) สำหรับการติดตาม เปรียบเทียบ แนวโน้มของสุขภาพ เกิดขึ้นผล การตรวจสุขภาพในครั้งต่อไป
 - ใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานในการประเมิน ก่อน หรือ หลัง การปฏิบัติงาน
 - เป็นข้อมูลในการตัดสินใจว่าพนักงานมีความเสี่ยงหรือไม่ เป็นโรคที่อาจก่อให้เกิดการระคายเคือง หรือ การเจ็บป่วยอื่น ไม่ถึง ทุพพลภาพ หรือ มีความเสี่ยงที่จะเกิดอาการแพ้ หรือ เกิดอุบัติเหตุ ได้ในอนาคต
 - เป็นข้อมูลในการตัดสินใจว่าพนักงานที่เสี่ยงปฏิบัติงานนั้นอาจไปกระตุ้น หรือ ส่งผลให้เกิดความผิดปกติได้

5.1.1 ขั้นตอนการดำเนินงาน การตรวจสุขภาพก่อนเริ่มปฏิบัติงาน

หน่วยงาน: HR-Recruitment ส่งผู้สมัครที่ผ่านการสอบสัมภาษณ์ เข้ารับการตรวจร่างกาย การตรวจสุขภาพ เพื่อคัดกรองกับกฎหมาย และตรวจหาพิษของยาเสพติด ตรวจสุขภาพก่อนการจ้างงาน ให้พนักงานตาม เอกสาร แนบท้าย 6.2.1 โดยบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) เป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น หน่วยงาน HR-Recruitment ส่งผลการตรวจสุขภาพของผู้สมัครงานใหม่ให้แก่ Q-SH ตามกลุ่มธุรกิจ นั้น และแจ้งผลการประเมินภายใน 5 วันทำการนับจากวันที่รับเอกสารจาก HR แพทย์ พิจารณาผลการตรวจร่างกาย ลงนาม Q-SH จะแจ้งต่อหน่วยงาน HR-Recruitment เพื่อดำเนินการประสานงานกับหน่วยงานต้นสังกัดเพื่อดำเนินการตามความเหมาะสมต่อไป กรณีผลการตรวจสุขภาพอาจมีอุปสรรคต่อการจ้างงาน หน่วยงาน HR-Recruitment ดำเนินการประสานงานกับหน่วยงานต้นสังกัด เพื่อพิจารณาต่อไป

Medical examination process for pre-employment



5.1.2 ผลการตรวจร่างกายประกอบการพิจารณาเลือกบุคคล ดังนี้

5.1.2.1. กลุ่มโรคติดต่อ ให้ประกอบการพิจารณาเพื่อรับหรือไม่รับเข้าทำงานขึ้นอยู่กับงานจะไม่สามารถตรวจสุขภาพ ได้แก่ ผู้ที่เป็นโรคติดต่อไปนี้

1. คีดขาดเพศติดต่อให้โทษ
2. โรคติดต่อประสาท/จิตเป็นพิษ ไม่สามารถประกอบ
3. โรคพิษสุราเรื้อรัง
4. โรคเรื้อรัง
5. โรคที่เข้าในระยะเวลาที่ปรากฏอาการ
6. โรคเรื้อรังในระยะที่สามารตรวจพบได้
7. วัณโรคปอด (ระยะติดต่อ)

5.1.2.2. กลุ่มโรคที่อาจเป็นอุปสรรคการทำงาน ให้พิจารณาตามลักษณะงาน เช่น

กลุ่มงานสำนักงาน กลุ่มงานที่การปฏิบัติงานมีโอกาสสัมผัสสารเคมี ทั้งนี้ให้อยู่ในดุลยพินิจของแพทย์เวชศาสตร์ป้องกันว่าสามารถประจำ สถานพยาบาลของบริษัทพร้อมกัน วิศวกรรมการผลิตภัย หรือ อาชีวนานับประจําพื้นที่ เช่น

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารฉบับนี้จัดทำขึ้น และกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงให้แจ้งให้ทราบล่วงหน้า
 วันที่ ๑๕ กรกฎาคม ๒๕๖๑
 วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

1. โรคตับอักเสบหรือโรคที่เกี่ยวข้องกับตับ
2. วัณโรคปอด
3. โรคหัวใจ
4. โรคความดันโลหิตสูง
5. โรคตับอักเสบ หรือตับอักเสบ
6. โรคเกี่ยวกับความสูง
7. โรคเบาหวาน
8. โรคหอบหืด
9. คางทูม / ระบาดวิทยา / สมรรถภาพของกล้ามเนื้อ
10. โรคผิวหนังที่ติดต่อ หรืออาจเป็นอุปสรรคต่อการทำงาน
11. โรคไต
12. สูญเสียการได้ยินที่ความถี่สูง (3000-6000 Hz) ที่ระดับความดังมากกว่า 40 dB (A)

13. ความผิดปกติของระบบเลือด ซึ่งแพทย์ผู้เชี่ยวชาญมีความเห็นว่าอาจเป็นอันตราย ต่อสุขภาพ

14. พนักงานกลุ่ม Technical ต้องไม่เป็นโรคอื่น โดย BMI < 30

Note : ลักษณะความผิดปกติที่ถือว่ารับได้จะต้องไม่เป็นอุปสรรคต่อการทำงาน หรือต้องมีส่วนร่วมงาน

- 5.1.3 รายการตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน ตามตำแหน่งงาน
 - รายการตรวจสุขภาพจะต้องสอดคล้องตามข้อกำหนดและตารางลักษณะงาน
 - รายการตรวจสุขภาพก่อนเข้าทำงาน ให้พิจารณา ตาม เอกสาร แบบที่ 6.2.1 และแบบฟอร์มประเมินผลการตรวจสุขภาพก่อนการจ้างงาน พิจารณาตามเอกสารแนบท้าย

5.2 การตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยง เป็นระยะ (Periodic Medical Examination)

เป็นการจัดการตรวจสุขภาพพนักงานตามปัจจัยเสี่ยงเชิงทางเคมีชีวภาพ และสภาพแวดล้อม ภาวะสุขภาพ ให้ตรงตามลักษณะงาน อาชีพ และ เพศ นอกจากนี้พนักงานที่มีโอกาสที่จะได้รับอันตรายจากโรคติดต่ออื่นๆ ที่ไม่สามารถตรวจพบได้ตั้งแต่ การตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน และการตรวจสุขภาพนั้นจะต้องเป็นการสร้างความเชื่อมั่นให้กับพนักงานด้วยวิธีการตรวจ

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารฉบับนี้จัดทำขึ้น และกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงให้แจ้งให้ทราบล่วงหน้า
 วันที่ ๑๕ กรกฎาคม ๒๕๖๑
 วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021



บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

P-(Q-EH-OH)-001: โปรแกรมการตรวจสุขภาพพนักงาน

ผลการตรวจสุขภาพเป็นการประเมินความเสี่ยงในการตรวจ จะพิจารณาตามคะแนนโดยแพทย์หรือเวชศาสตร์ประจำสถานพยาบาล ร่วมกับนักโภชนาการ เพื่อ ประเมินการศึกษานานตามกลุ่มอายุตามความเสี่ยงของสุขภาพตามความเสี่ยงจะต้องเข้ารับการตรวจสุขภาพ อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง ยกเว้นพนักงานที่มีความเสี่ยงต้องการใช้ใบรับรองแพทย์ สำหรับพนักงานที่มีความเสี่ยง เช่น นักบิน การทำงานภายใต้แรงดัน (ดำน้ำ) หรือสภาพแวดล้อมอื่นที่อาจเป็นอันตรายจากกระบวนการผลิตจะต้องได้รับการตรวจสุขภาพ ทุก 6 เดือน การตรวจสุขภาพทุกครั้งมีความจำเป็นจะต้องให้แพทย์ พิจารณา และ ลงนาม แก่ๆ กรณีเกิดโรคจากการทำงานหรืองานนั้นส่งผลกระทบต่อสุขภาพ และทีมแพทย์-พยาบาล ประจำพื้นที่จะต้องติดตามพื้นที่สูง และแก้ไขความผิดปกติ และจัดเก็บเข้าแฟ้มประวัติ มีเอกสารตรวจสุขภาพ หรือบันทึกการตรวจสุขภาพ

รายการตรวจสุขภาพให้พิจารณาตามเอกสารแนบท้าย 6.2.2

5.3 การตรวจสุขภาพประจำปี (Annual Checkup)

การตรวจสุขภาพประจำปี ที่ตรวจสุขภาพประจำปีเพื่อให้ทราบตามสมมุติฐานหรือความผิดปกติของร่างกายและสามารถป้องกันหรือรักษาความผิดปกติได้ตั้งแต่ระยะเริ่มแรกหรือการรับเป็นเหตุฉุกเฉินกรณีไม่พบความผิดปกติการตรวจสุขภาพประจำปีได้จัดแบ่งเป็น โปรแกรมการตรวจสุขภาพจิตตามข้อสงสัยของแพทย์และตามความจำเป็นของแต่ละบุคคลตามแผนงาน สุขภาพ บัญชีรายชื่อการเกิดโรค และลักษณะความผิดปกติของแต่ละบุคคลสำหรับรายการตรวจความเสี่ยงของงานที่กำหนดตรวจประจำปีจะเป็นตามข้อกำหนดใน EA ของธุรกิจนั้นๆ กำหนดการตรวจสุขภาพประจำปีให้กับพนักงานทุกคน ปีละ 1 ครั้ง ภายใต้เงื่อนไขการจ้างงาน รวมถึงพนักงานใหม่ที่ได้รับงานก่อนวันที่ 1 กรกฎาคม ของทุกปี

รายการตรวจสุขภาพประจำปีให้พิจารณาตามเอกสารแนบท้าย 6.2.3

บริษัทฯ ยังหาแนวทางปฏิบัติเพื่อให้การตรวจสุขภาพสำหรับผู้รับมอบหมายประจำ และจัดส่งผลการตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน และประจำปีให้วิศวกรความปลอดภัยประจำพื้นที่ หรือหัวหน้างาน

ตามกลุ่มบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) กำหนด ไว้ในสัญญาการจ้างงาน

กรณีผู้รับมอบหมายประจำของบริษัทฯ ผู้รับมอบหมายที่ประจำตำแหน่ง เช่น พนักงานสำนักงาน Five star/Simply Best ให้ตรวจสุขภาพตามใบรับรองแพทย์ของบริษัทฯ พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) โดยอ้างอิงรายการตรวจสุขภาพ ตามลักษณะงานที่บริษัทฯ กำหนดตามกลุ่มธุรกิจ และคิดตามผลการดำเนินการตามสัญญาเป็นประจำปี และส่งผลการตรวจให้พนักงานรับทราบเป็นรายบุคคลตามเวลาที่กฎหมายกำหนดว่าการที่ต้องการประกอบด้วย

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

หน้า 11 จาก 31

วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

เอกสารนี้เป็นเอกสารของบริษัทฯ และควรเก็บรักษาเป็นเอกสารลับ ห้ามเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ฉบับที่: 001 ฉบับที่: 001 ฉบับที่: 001 ฉบับที่: 001 ฉบับที่: 001



บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

P-(Q-EH-OH)-001: โปรแกรมการตรวจสุขภาพพนักงาน

สรุปผลตรวจสุขภาพประจำปี และสรุปผลการตรวจสุขภาพทั้งหมดเพื่อส่งให้วิศวกรความปลอดภัยหรือหัวหน้างานประจำพื้นที่ที่รับผิดชอบ

รายการตรวจสุขภาพประจำปี ผู้รับมอบหมายให้พิจารณาตามเอกสารแนบท้าย 6.2.4

5.4 การตรวจสุขภาพก่อนออกงาน

การจัดให้มีการตรวจสุขภาพก่อนออกงาน เพื่อทราบสภาพสุขภาพของผู้ปฏิบัติงานที่ปฏิบัติงานออกงาน ใช้เป็นหลักฐานทางด้านการจัดการความเสี่ยงซึ่งทางด้านเคมี และกายภาพของผู้ปฏิบัติงาน

การตรวจสุขภาพ การทดสอบการวัดการประเมินการสัมผัสสารอันตรายสิ่งแวดล้อมการทำงาน และระดับความเสี่ยงของสุขภาพของผู้ปฏิบัติงานแต่ละบุคคล และสามารถใช้อธิบายผลการตรวจสุขภาพเดิมได้ ถ้าผลการตรวจครั้งล่าสุดไม่เกิน 6 เดือน และจัดเก็บผลการตรวจก่อนเข้างานในจัดเก็บสมุดสุขภาพ หรือเพิ่มประวัติพนักงาน และต้องเก็บรักษาไว้เป็นระยะเวลาอย่างน้อย 2 ปีหลังจากที่พนักงานหมดการเป็นพนักงาน และดำเนินการมอบสมุดสุขภาพประจำตัว ให้แก่พนักงานเมื่อสิ้นสุดการจ้าง ตามกฎหมายการตรวจสุขภาพจัดเก็บ ยกเว้นมีเหตุแห่งการฟ้องร้อง จัดเก็บจนกว่าอายุครบหมดลง

ก่อนการออกปฏิบัติงาน พนักงาน HR ของสายงาน ที่พนักงานสังกัด แจ้งชื่อพนักงานต่อหน่วยงาน Q-EH-OH หรือผู้ดูแลการตรวจสุขภาพครั้งล่าสุดไม่เกิน 6 สัปดาห์ก่อนเข้ากะที่พื้นที่ 6 เดือน ดำเนินการตรวจสุขภาพที่สายงาน และจัดส่งผลการตรวจสุขภาพให้พนักงานก่อนการปฏิบัติงาน

5.5 การตรวจสุขภาพเมื่อมีภาวะเสี่ยง

ก่อนการเข้างาน พนักงาน HR ของสายงาน ที่พนักงานสังกัด แจ้งชื่อพนักงานต่อหน่วยงาน Q-EH-OH เพื่อพิจารณาการตรวจสุขภาพ ตามความเสี่ยงเพิ่มเติม และจัดการตรวจสุขภาพให้เหมาะสม

5.6 การประเมินความเสี่ยงและอันตรายโดยใช้แอลกอฮอล์ (Drug and Alcohol Screening)

เพื่อให้มีความปลอดภัยสูงสุดในการปฏิบัติงาน กลุ่มบริษัทฯ มีนโยบายในการตรวจสอบสารเสพติดในปัสสาวะ และแอลกอฮอล์ ในลมหายใจ ดังนั้น พนักงานและผู้รับมอบหมายทุกคน จะต้องให้ความร่วมมือในการปฏิบัติตาม การตรวจสอบสารเสพติด โดยได้รับการตรวจหาสารเสพติดที่เข้มข้นรับและเชื่อถือได้ ระดับการยินยอมให้ปฏิบัติงาน คือ 0 หรือ negative สำหรับการตรวจหาปริมาณแอลกอฮอล์ % ในลมหายใจ ที่ตรวจพบได้ คือไม่เกิน 40 mg % สำหรับงานบนพื้นราบ และ 0 mg % สำหรับงานบนที่สูง และที่ขี้อากาศ

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

หน้า 12 จาก 31

วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

เอกสารนี้เป็นเอกสารของบริษัทฯ และควรเก็บรักษาเป็นเอกสารลับ ห้ามเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ฉบับที่: 001 ฉบับที่: 001 ฉบับที่: 001 ฉบับที่: 001 ฉบับที่: 001

5.7. การบันทึก การจัดการประวัติ (Medical Record)

ผลการตรวจสุขภาพแต่ละปีสถานพยาบาลผู้ตรวจ จะต้องจัดเก็บด้านผลการตรวจสุขภาพ การศึกษาการทำงาน และการใช้วิธีการตามแบบประจำวันไว้เป็นหลักฐานรวบรวมจัดส่งให้แพทย์ชีวเวชศาสตร์ พิจารณาติดตามแก้ไข ความคิดปกติ และจัดทำโครงการเพื่อป้องกัน และส่งเสริมสุขภาพของพนักงาน

สมุดสุขภาพพนักงาน หรือ แฟ้มประวัติพนักงาน ประวัติสถานพยาบาล หรือ ประกอบด้วย 3 ส่วน

1. การให้บริการรักษาพยาบาลประจำวัน
2. ประวัติการทำงาน ประวัติการสัมผัสปัจจัยเสี่ยง ประวัติโรคจากการทำงาน
3. ผลการตรวจสุขภาพพนักงานทุกครั้ง ผลการรักษา และ การติดตามการแก้ไขความคิดปกติ แฟ้มบันทึกการรักษารักษาพยาบาลและผลการตรวจสุขภาพ บุคคลอื่น ไม่มีสิทธิที่ร้องขอข้อมูลการรักษายาบาล ยกเว้นบุคคลที่มีหน้าที่ดูแลสุขภาพพนักงานเท่านั้น และถือเป็นความลับส่วนบุคคล
4. จัดเก็บข้อมูลสุขภาพ แบบ E-FILE

สมุดสุขภาพ หรือ แฟ้มประวัติพนักงาน และต้องเก็บรักษาไว้เป็นเวลาดำยน้อย 2 ปี หลังจากที่ยังรักษาพยาบาลการเป็นพนักงาน และดำเนินการมอบสมุดสุขภาพประจำตัวให้กับพนักงานเมื่อสิ้นสุดการจ้าง ตามกฎหมายและข้อบังคับของบริษัทฯไว้เป็นเวลา 40 ปี หลังจากพ้นจากสมรรถภาพการเป็นพนักงาน และดำเนินการมอบสมุดสุขภาพประจำตัว ให้แก่พนักงานเมื่อสิ้นสุดการจ้าง ยกเว้นมีเหตุแห่งการฟ้องร้อง จัดเก็บจนกว่าจะความหมดลงรายงานสรุปผลการตรวจสุขภาพตามที่กฎหมายกำหนด เช่น สอ. 4, จดส. 1 สถานพยาบาลแต่ละแห่งจะต้องสรุปผลการตรวจสุขภาพ และรายงานต้องไม่เกิน 1 เดือน นับจากวันที่ได้รับรายงานฉบับสมบูรณ์ และจัดส่งให้วิศวกรความปลอดภัยหรืออาชีวอนามัยประจำพื้นที่จัดส่งให้หน่วยงานราชการต่อไป

5. การจัดเก็บส่วนผลการตรวจสุขภาพของผู้รับพบ จัดเก็บเฉพาะครั้งล่าสุด ผลการตรวจสุขภาพจริงจะต้องจัดเก็บที่บริษัทเป็นผู้จ้างงานของผู้รับพบนั้น

5.8. การประเมินผลการแพทย์และกรณีฉุกเฉินที่เกี่ยวข้องกับสุขภาพ (Medical Emergency)

1. กรณีพบความผิดปกติจากผลตรวจสุขภาพให้แพทย์ของโรงพยาบาลพิจารณาผลการผิดปกติ และระบุการส่งตรวจซ้ำ

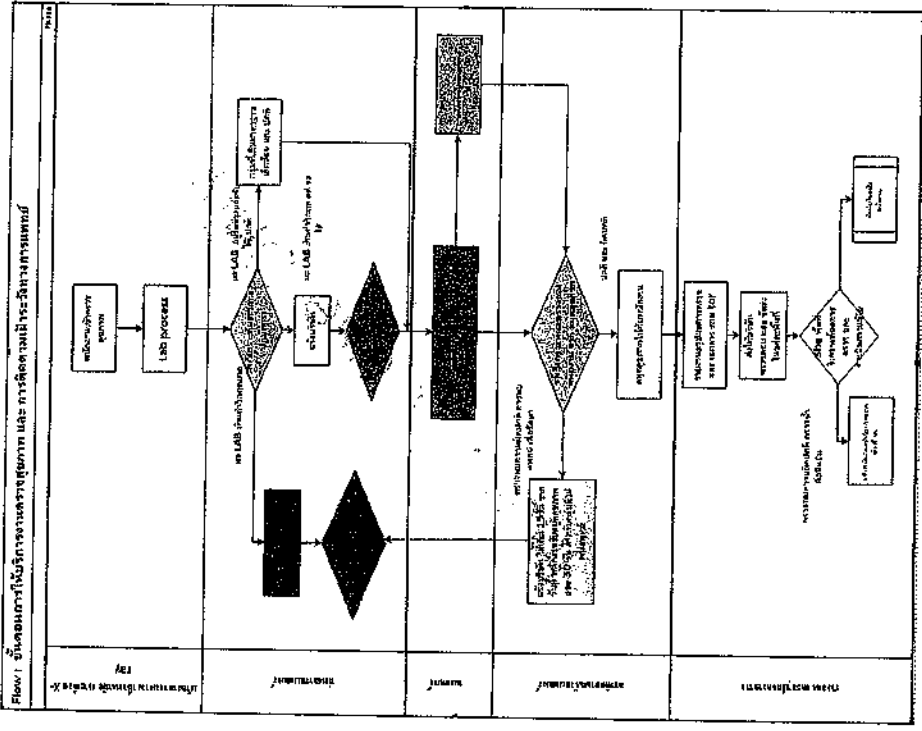
ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารฉบับนี้มีความจำเป็นและมีความสำคัญต่อความปลอดภัยของชีวิต และสุขภาพของพนักงานของบริษัทฯ จึงขอเผยแพร่ให้
 วันที่ 15 มิ.ย. 65 ณ กรุงเทพมหานคร

2. พบบาดแผลประจําที่สัมผัสสาร และกรณีที่พบความผิดปกติให้รีบปรึกษาแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ประจำสถานพยาบาลบริษัทฯ ประสานงานหน่วยงาน O&EH-OH เพื่อส่งตรวจหาพิจารณาโรคที่เกี่ยวข้องกับการทำงาน ที่หาสาเหตุร่วมกันหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อหามาตรการป้องกันและแก้ไขหรือทั้งกับเอกสารทั้งหมดให้เป็นหลักฐาน และแจ้งผลการตรวจสุขภาพของผู้จ้างซึ่งพบความผิดปกติหรือ การเจ็บป่วยจากการทำงาน การให้การรักษาพยาบาลและการป้องกันแก้ไข ตามแบบ จดส.1 ให้พนักงานตรวจแรงงานภายใน 30 วัน นับแต่วันที่ทราบความผิดปกติหรือความเจ็บป่วยที่เกี่ยวข้องกับการทำงานนั้น กรณีผู้รับพบพบประจําที่มีความผิดปกติจากผลการตรวจสุขภาพ ให้หัวหน้างาน ประสานงานกับวิศวกรความปลอดภัย หรืออาชีวอนามัยประจำพื้นที่ และจัดส่งผลการแก้ไข หรือการรักษามือถือเก็บไว้เป็นหลักฐานที่สถานพยาบาล

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารฉบับนี้มีความจำเป็นและมีความสำคัญต่อความปลอดภัยของชีวิต และสุขภาพของพนักงานของบริษัทฯ จึงขอเผยแพร่ให้
 วันที่ 15 มิ.ย. 65 ณ กรุงเทพมหานคร



6. ภาพรวม

6.1 คำจำกัดความ

การตรวจสุขภาพ	<p>คือการตรวจสุขภาพของร่างกายโดยแพทย์หรือสัตวแพทย์ แผนกปฐมพยาบาล ซึ่งประกอบด้วย การซักประวัติ การตรวจร่างกาย และการตรวจทางห้องปฏิบัติการทั้งด้านกายภาพ (Physical Examination) และทางชีวเคมี (Biochemical) แบ่งเป็น</p> <ul style="list-style-type: none"> การตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน การตรวจสุขภาพตามลักษณะงานเป็นระยะๆ การตรวจสุขภาพเพื่อประเมินผลกระทบต่อสุขภาพทำงาน การตรวจสุขภาพก่อนการเลิกจ้าง
การพิจารณาผลการตรวจสุขภาพ (พนักงานใหม่)	<ul style="list-style-type: none"> ผลการตรวจสุขภาพ (พนักงานใหม่) หมายความว่า ไม่พบข้อห้ามสุขภาพที่อาจเป็นอุปสรรคต่อการปฏิบัติงาน ในตำแหน่งนั้นๆ ซึ่งหากพบข้อห้ามปฏิบัติงาน อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพของบุคคลผู้นั้น จึงไม่สามารถรับเข้าทำงานได้ ไม่ผ่านการตรวจสุขภาพ (พนักงานใหม่) หมายความว่า มีปัญหาทางสุขภาพที่อาจเป็นอุปสรรคต่อการปฏิบัติงาน ในตำแหน่งนั้นๆ จึงไม่สามารถรับเข้าทำงานได้
การเฝ้าระวังทางแพทย์ (Medical Surveillance)	<p>คือ ระบบการประเมินปัจจัยเสี่ยงจากการทำงานของพนักงานทุกคน และ ดำเนินการป้องกัน รักษา และ ฟื้นฟู เพื่อให้งานตามารถทำงานได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ ระบบนี้จะประเมินปัจจัยเสี่ยงของแต่ละบุคคล และกำหนดมาตรการในการลดความเสี่ยงลงให้ประสิทธิผล และจะทำการพิจารณาในกลุ่มงาน และ จังหวะเพื่อทำการป้องกัน และ คล โภกาสที่จะเกิดโรคจากการทำงาน หรือ การเกิดอุบัติเหตุ ตัวอย่างของ การเฝ้าระวังทางการแพทย์ โครงการอนุรักษ์การได้ยิน โครงการให้ข้อมูลที่จำเป็นไว้ระดับต้นกับ ปี โครงการให้ทัศนวิสัยให้ชัดเจนยิ่งขึ้น การจัดการรายการ</p>
ปัจจัยเสี่ยงด้านเคมี (Chemical Hazards)	<p>สุขภาพจะมาจากผลการประเมินความเสี่ยงด้านสุขภาพ (Health Risk Assessment -HRA)</p> <p>ผลจากการรับสัมผัสเคมี ทั้ง ในรูปของ ไอระเหย แก๊ส ฝุ่น ฟูม การสัมผัสโดยการหายใจ การสัมผัสทางผิวหนัง การกิน ผลการสัมผัส จะทำให้เกิดการ ระคาย และ อาจเกิดพิษโดยเฉียบพลัน</p>

6. ภาพรวม

6.2 ข้อมูลสนับสนุน

ปัจจัยเสี่ยงด้านกายภาพ (Physical Hazard)	ปัจจัยเสี่ยงด้านกายภาพที่มีผลกระทบต่อดูสุขภาพ ได้แก่ เสียง ความร้อน รัศมี ลมวนคัมเป็นต้น
คุณสมบัติทางกายภาพของงาน (Medical Record)	ระบบบันทึกเก็บประวัติพนักงาน จะเป็นการจัดเก็บผลการตรวจสุขภาพของบุคคลบันทึกและประกอบด้วย ผลการตรวจร่างกาย โดยแพทย์ ผลการตรวจทาง รังสี ผลการตรวจคลื่นไฟฟ้าหัวใจ และ ผลการตรวจทางเคมีอื่นๆ ผลการรักษาพยาบาล การรักษาประจำวัน

รายการตรวจสุขภาพพนักงานภาค สามารถ พิจารณารายละเอียด ได้ที่ Attachment (1)

รายการตรวจสุขภาพของพนักงานแผนกการดำเนินงาน



บริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

P-(Q-EH-OH)-001: โปรแกรมการตรวจสอบสุขภาพพนักงาน

Urine Urine analysis	color,sp.gr,albumin,glucose,blood,uric acid,ketone,urobilinogen,bilirubin,leukocytes,etc. be,sg,sp,cast,calcium oxalate,uric acid,amorphous,mucous,bacteria,fungus,other,summary	/	/	/
Occupational Vision Test + ศาปตศัณ		/	/	/
Kidney function test				
- BUN		/	/	/
- CREATININE		/	/	/
Liver function test				
- SGOT		/	/	/
- SGPT		/	/	/

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

หน้า 20 จาก 31

วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

เอกสารฉบับนี้เป็นความลับ และการนำสิ่งทางกฎหมายมาใช้โดยไม่ได้รับอนุญาต บริษัท โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ขอสงวนสิทธิ์ในข้อมูลทั้งหมดนี้ ห้ามเผยแพร่ ห้ามทำ คัดลอก หรือดัดแปลง หรือทำซ้ำโดยไม่ได้รับอนุญาต



บริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

P-(Q-EH-OH)-001: โปรแกรมการตรวจสอบสุขภาพพนักงาน

6.2.1 โปรแกรมการตรวจสอบสุขภาพก่อนการจ้างงานตามปัจจัยความเสี่ยง (Pre-employee Medical Examination Program Matrix)

ตาราง 1 : รายการตรวจสอบตามลักษณะการทำงาน

Item examination	parameter	office work(P1)	office work(P2)	technical work(P3)
		admin,office ,account Age < 30 years	admin,office ,account Age > 30 years	Operation- maintenance,lab,Process engineering-engineering ALL Age
Physical examination	Sign by occ med doctor	/	/	/
Completed blood count (CBC & differential)	Hb,Hct,WBC,RBC,Platelet Count, Ptsineat,MCV,MCH, MCHC,PMN,Lymphocyte,eosinophil,monocyte,basophil,atyp.lymp RDW, RBC MORP,other	/	/	/

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

หน้า 19 จาก 31

วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

เอกสารฉบับนี้เป็นความลับ และการนำสิ่งทางกฎหมายมาใช้โดยไม่ได้รับอนุญาต บริษัท โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ขอสงวนสิทธิ์ในข้อมูลทั้งหมดนี้ ห้ามเผยแพร่ ห้ามทำ คัดลอก หรือดัดแปลง หรือทำซ้ำโดยไม่ได้รับอนุญาต

HBs. Ag. and HBs. Ab		/	/	/
HBs. AbC (Anti-HBs)		/	/	/
BMI		/	/	/
EKG	12 lead with graph		/	/
Audiometry	frequency 500-8000 Hz both ears			/
Lung Function Test	FVC, FEV 1 , FEV1 /FVC , FEF 25-75 %			/

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

หน้า 22 จาก 31

วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

เอกสารฉบับนี้เป็นความลับ และควรระวังไม่ให้งานถูกเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือเท่านั้น ห้ามเผยแพร่ ทำซ้ำ คัดแปลง แก้ไข ถ่ายทอด หรือหาข้อบกพร่องให้กับบุคคลอื่นโดยมิได้รับอนุญาต

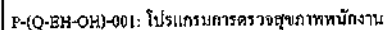
- Alkaline Phosphatase		/	/	/
- direct BILIRUBIN		/	/	/
- TOTAL BILIRUBIN		/	/	/
Chest X-Ray		/	/	/
Blood pressure		/	/	/
Lipid Profile				
- Triglyceride		/	/	/
- Cholesterol		/	/	/
- HDL Cholesterol		/	/	/
- LDL Cholesterol		/	/	/
Fasting Blood Sugar		/	/	/
Uric Acid		/	/	/
Blood group		/	/	/

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

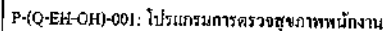
หน้า 21 จาก 31

วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

เอกสารฉบับนี้เป็นความลับ และควรระวังไม่ให้งานถูกเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือเท่านั้น ห้ามเผยแพร่ ทำซ้ำ คัดแปลง แก้ไข ถ่ายทอด หรือหาข้อบกพร่องให้กับบุคคลอื่นโดยมิได้รับอนุญาต



เอกสารฉบับนี้เป็นการขอเสนอโครงการสิทธิทางกฎหมายเพื่อให้ภายในกลุ่มบริษัท พิตทิ โกลบอล เบริดจล จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือเท่านั้น ห้ามเผยแพร่ ทำซ้ำ คัดลอก ส่งต่อ ถ่ายทอด เนื้อหาข้อความฉบับให้กับบุคคลอื่นโดยมิได้รับอนุญาต



วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

เอกสารฉบับนี้เป็นความลับ และควรเก็บรักษาทางกายภาพภายใต้การควบคุมอย่างเข้มงวด ไม่ควรเปิดเผยแก่บุคคลภายนอก และไม่ควรถูกใช้เพื่อวัตถุประสงค์อื่นนอกเหนือจากที่ได้รับอนุญาต

6.2.3 รายการตรวจสอบคุณภาพประจำปี

รายการตรวจสอบคุณภาพประจำปี FTTCG

ลำดับ	รายการตรวจสอบ	ผู้รับผิดชอบ	ความถี่
1	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Physical Examination)	บุคลากร	ประจำปี
2	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (BVA & Visual observation)	บุคลากร	ประจำปี
3	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Large film / Digital)	บุคลากร	ประจำปี
4	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
5	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
6	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
7	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
8	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
9	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
10	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
11	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
12	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
13	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
14	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
15	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
16	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
17	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
18	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
19	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
20	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
21	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
22	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
23	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
24	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
25	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี
26	ตรวจสอบการปฏิบัติตามข้อกำหนด (Char. X-ray : Small film)	บุคลากร	ประจำปี

หมายเหตุ : คำอธิบายเพิ่มเติม

Concerning person

Operation, Maintenance, LAB, Ingovation, : parameters are depend on area based

Program: ประกอบด้วย

- รายการตรวจทั่วไป
- รายการตรวจสอบคุณภาพสำหรับสารเคมี ตามที่ EIA กำหนด เช่น benzene
- รายการตรวจเพิ่มเติมตามความเสี่ยงของการสัมผัส
- รายการตรวจสอบคุณภาพสำหรับงานอันตราย



บริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

P-(Q-EH-OH)-001: โปรแกรมการตรวจสอบคุณภาพพนักงาน

6.2.4 รายการตรวจสอบผู้รับเหมา

รายการตรวจสอบผู้รับเหมาทั้งหมด สามารถ พิจารณารายละเอียด ได้ที่ P-(Q-SH)-030 attachment (2) รายการตรวจสอบผู้รับเหมา

ลำดับ	ชื่อผู้รับเหมา	ประเภทงาน	พื้นที่รับผิดชอบ	จำนวนคน	จำนวนรถ	จำนวนเครื่องจักร	จำนวนวัสดุ	จำนวนค่าจ้าง	จำนวนค่าเช่า	จำนวนค่าขนส่ง	จำนวนค่าภาษี	จำนวนค่าประกัน	จำนวนค่าอื่นๆ	รวม	หมายเหตุ
1															
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															
30															
31															
32															
33															
34															
35															
36															
37															
38															
39															
40															
41															
42															
43															
44															
45															
46															
47															
48															
49															
50															
51															
52															
53															
54															
55															
56															
57															
58															
59															
60															
61															
62															
63															
64															
65															
66															
67															
68															
69															
70															
71															
72															
73															
74															
75															
76															
77															
78															
79															
80															
81															
82															
83															
84															
85															
86															
87															
88															
89															
90															
91															
92															
93															
94															
95															
96															
97															
98															
99															
100															

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

หน้า 30 จาก 31

วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินของบริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือเท่านั้น ห้ามเผยแพร่ คำจำกัดความ หรือ (ถ้ามี) ข้อควรระวัง หรือข้อควรระวังอื่นใดโดยไม่ได้รับอนุญาต

บริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)



P-(Q-EH-OH)-001: โปรแกรมการตรวจสอบคุณภาพพนักงาน

พนักงาน

หมายเหตุ:

(1) คำอธิบายแต่ละ Program:

Pro 1 : รายการตรวจทั่วไป

Pro 2 : รายการตรวจตามบัญชีเสียง (งานวิจัย)

Pro 3 : รายการตรวจตามบัญชีเสียง (ตาม EIA)

(2) รายการตรวจของแต่ละงานที่จะได้ตรวจจริง คือ Pro 1+ รายการตรวจตามบัญชีเสียง

พื้นที่ของงาน

นั้นๆ เช่น พนักงานหญิงอายุ 50 ปี คนหนึ่งถูกกำหนดโปรแกรมเป็น Pro 1 จะ

ได้รับการตรวจจริง คือ Pro 1 + Option ตามอายุและเพศ

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินของบริษัท ทีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือเท่านั้น ห้ามเผยแพร่ คำจำกัดความ หรือ (ถ้ามี) ข้อควรระวัง หรือข้อควรระวังอื่นใดโดยไม่ได้รับอนุญาต

หน้า 29 จาก 31

วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021



บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

P-(Q-EH-OH-00): โปรแกรมการตรวจสอบคุณภาพ
พนักงาน

6.2.5 แบบฟอร์มต่างๆ

6.2.5.2 แบบฟอร์ม เก็บรวบรวมข้อมูลและใบส่งตัว

6.2.5.3 แบบแจ้งสาเหตุ ไม่ได้รับการตรวจสอบคุณภาพ

6.3 แผนการดำเนินงาน

- น.อ.-ก.ค. กำหนดการตรวจสอบคุณภาพปัจจัยเสี่ยง
- ส.ค.- ข.ค. กำหนดการตรวจสอบคุณภาพพนักงานประจำปี

6.4 KPI Detail

พนักงานเข้าร่วมการตรวจสอบคุณภาพ มากกว่า 90 % ในทุกครั้งของการตรวจสอบคุณภาพ

ประกาศใช้ครั้งที่ 1

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินของ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือฯ ห้ามนำออก จดหมายเวียน
ฉบับที่ ๒๕๖ วันที่ ๒๕๖๓ เรื่อง มาตรการป้องกันและลดผลกระทบจากสิ่งแวดล้อม

หน้า 31 จาก 31

วันที่มีผลบังคับใช้: 05/07/2021

➤ 33๗

**เอกสารอ้างอิงที่โครงการใช้ในการตรวจสอบแนวท่อ
(Piping Inspection Code)**



6	Repair, Alteration, and Re-rating of Piping Systems	51
6.1	Repairs and Alterations	51
6.2	Welding and Hot Tapping	55
6.3	Re-rating	56
9	Inspection of Buried Piping	57
9.1	General	57
9.2	Types and Methods of Inspection	57
9.3	Frequency and Extent of Inspection	59
9.4	Repairs to Buried Piping Systems	60
9.5	Records	61
Annex A (Informative) Inspector Certification		62
Annex B (Informative) Requests for Interpretations		63
Annex C (Informative) Examples of Repairs		64
Tables		
1	Some Typical Piping Damage Types and Mechanisms	23
2	Recommended Maximum Inspection Intervals	43
3	Recommended Extent of CUI Inspection Following Visual Inspection	45
4	Two Examples of the Calculation of RAMP Illustrating the Use of the Corrosion Rate/Use Corrupt	47
5	Frequency of Inspection for Buried Piping Without Effective Cathodic Protection	60
Figures		
1	Typical Injection Point Piping Circuit	26
2	Unreinforced Repair Sleeve	55
3	Small Repair Patch	60

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 carbon and low-alloy steel 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 in-service 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 damage in the condition of piping could possibly compromise continued safe operation. It is also the intent of this code that emergency shut-downs to any inspection results that require corrective actions to ensure the continued safe operation of piping.

API 570 was 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 in-service inspection agency, a repair organization, and technically qualified piping engineers, inspectors, and examiners, as well as owners and operators.

1.1.3 Limitations

API 570 does not intend to 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.

1.2 Specific Applications

The term non-metallic has a broad definition in this code that refers to the three material groups encompassed by the generic categories FRP (fiber-reinforced plastic) and GRP (glass-reinforced plastic). This excluded, generally homogeneous materials, such as high and low-density polyethylene are excluded. Refer to API 574 for guidance on inspection and inspection tests associated with FRP piping.

1.2.1 Included Field Services

Except as provided in 1.2.2, API 570 applies to piping systems for process fluids, hydrocarbons, and similar materials at or above ambient temperature, including the following:

- new, intermediate, and existing process vessels;
- new, intermediate, and existing chemical processes;
- distillation lines;
- hydrogen, nitrogen, oxygen, and fuel systems;
- steam and non-steam waste streams above threshold limits, as defined by jurisdictional regulations.

2 Fitness-for-Service and Risk-Based Inspection (RBI)

11. Hazardous chemicals above threshold limits, as defined by jurisdictional regulations.

12. Hydrogen service such as (H₂, H₂O, H₂O₂, and liquid air).

13. High-pressure gases greater than 100 psia such as G10, G12, G20, G22, and L10.

1.2.2 Excluded Piping Systems and Field Services

The field services and classes of piping systems listed below are optional with regard to the requirements of API 570.

11. Field services that are optional include the following:

- non-pressure fluid services below threshold limits, as defined by jurisdictional regulations;
- water (including fire protection systems), steam, steam-condensate, boiler feed water, and Category D fluid services, as defined in ASME B31.1;
- Other classes of piping systems that are optional are those that are excluded from the applicable process piping construction code.

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

This inspection code recognizes Fitness-for-Service methods for evaluating known damage or pressure-containing components. API 570 provides detailed assessment procedures for specific types of damage that are referenced in this code. This inspection code recognizes RBI examples for determining inspection intervals. API 570 provides guidelines for conducting a risk-based assessment.

2 Normative References

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

API Publication 540 Pressure Vessel Inspection Code: In-Service 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 Aging 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 580 Valve Inspection and Rating

API Recommended Practice 651 Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks

2 Normative References

API Recommended Practice 750 Management of Process Hazards

API Publication 5201 Hot Tapping Practices in the Petroleum and Petrochemical Industries

ASME B31.3.1 Valves—Flanges, Threaded and Welding End

ASME B31.3 Process Piping

ASME B31.6 Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines

ASME B31.1 Code Case 17-161

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

ASME BPVC Section VII Division 1 and 2

ASME CCA-1 Section IX, Welding and Brazing Qualifications

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

ASME PCC-2 Repair of Pressure-Containing Piping

ASME B31.1-1 A Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing

ASME CP-189 Standards for Qualification and Certification of Nondestructive Testing Personnel

ASTM G307-2 Method for Field Measurement of Soil Reluctance Using the Wenner Four-Pinless Method

API 570-1 A Personnel Guide to Field Inspection of RRP Equipment and Piping

ASME B31.6-1 Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

NACE RP 0176 Protection of Austenitic Stainless Steels and Other Metallic Alloys from Polyphosphate Acid Stress Corrosion Cracking During Shutdown at Refinery Equipment

NACE RP 0174 High-temperature External Inspection of Pipeline Coatings Prior to Installation

NACE RP 0275 Application of Organic Coatings to the External Surface of Steel Pipes for Underground Service

NACE RP 0210 Refinery Hydrogen and Process Heating Piping

IFPA 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 10016-5900, www.asme.org
2 American Society for Nondestructive Testing, 1815 Arroyo Lane, P.O. Box 22118, Columbus, Ohio 43222, www.asnt.org
3 ASNT International, 18000 Wilson Drive, West Conshohocken, Pennsylvania 19380, www.asnt.org
4 Materials Technology Institute, 1215 Fern Ridge Parkway, Suite 700, St. Louis, Missouri 63114-1405, www.mti-usa.org
5 NACE International (formerly the National Association of Corrosion Engineers), 1440 Smith Drive, Houston, Texas 77062-0040, www.nace.org
6 National Fire Protection Association, 1 Batterymark Park, Quincy, Massachusetts 01904-7171, 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 under corrosion resistance. Alloys may be ferrous or non-ferrous based.

NOTE Carbon steels 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 integrity of a piping system beyond the scope of its original design. This includes, but is not limited to, alterations, repairs, modifications, or field changes.

3.1.3 applicable code

The code, code section, or other recognized and properly 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 shortened form of ASME B31.3, Process Piping, published by the American Society of Mechanical Engineers.

3.1.5 authorization

Authorization to perform a specific activity (e.g., repair work) in the facility being performed.

3.1.6 authorized inspection agency

Defined as any of the following:

- a) the inspection organization of the production in which the piping system is used;
- b) the inspection organization of an insurance company that is licensed or registered to provide insurance for piping systems;
- c) an owner or user of piping systems who maintains an inspection organization for activities relating only to his equipment and not for piping systems elsewhere for sale or rental;
- d) an independent inspection organization employed by or under contract to the owner or user of piping systems that is not used only by the owner or user and not for sale or rental;
- e) an independent inspection organization licensed or recognized by the production in which the piping system is installed 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 576. An NDE specialist is not required to be an authorized piping inspector. However, the term inspector is used in API 576. It refers to an authorized piping inspector.

3.1.8 design pressure

The pressure at the most severe condition of component stresses or external pressure and temperature (in terms of maximums) expected during service.

3.1.9 design temperature of a piping system component

The temperature at which, under the intended pressure, the greatest stresses 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 temperature is determined by examination (or inspection) as defined elsewhere in this document.

NOTE These functions would be typically done during construction by NDE inspection, welding or during operation.

3.1.10 examination point

Inspection point.

Inspection point.

Inspection point.

An area within a CUI, defined by a circle having a diameter not greater than 2 in. (50 mm) for a pipe diameter not exceeding 30 in. (760 mm), or not greater than 3 in. (75 mm) for larger lines and vessels. CUIs may contain multiple inspection points.

NOTE This point is a term no longer used as it refers to measurement or pressure tests (e.g., leak tests or pressure tests).

3.1.11 examination

Quality control functions performed by examiners (e.g., NDEs).

3.1.12 examiner

A person who assists the inspector by performing specific NDE on piping system components but does not evaluate the results of these examinations in accordance with API 576. Unless specifically trained and authorized to do so by the owner or user.

3.1.13 external inspection

A visual inspection performed from the outside of a piping system to find conditions that could impact the piping system's ability to maintain pressure integrity or conditions that compromise the integrity of the coating and insulation covering, the supporting structures and attachments (e.g., standards, pipe supports, ladder platforms, shoes, hangers, instrument, and small branch connections).

3.1.14 fitness-for-service evaluation

A methodology whereby flaws and other deterioration/damage sustained within piping systems are assessed in order to determine the structural integrity of the piping for continued service.

3.1.15 flange

Piping component usually associated with change in direction or diameter. Flanges are not considered fittings.

3.1.16 flammable materials

As used in this code, including liquids, vapors, and gases, which will support combustion. Refer to NFPA 704 for guidance on classifying fluids in § 3.4.

3.1.17 auxiliary piping

Instrument and machinery piping, typically small-bore secondary process piping that can be isolated from primary piping systems. Examples include flash lines, seal oil lines, analyzer lines, balance lines, buffer gas lines, drain, and vent.

3.1.18 CUIs

Corrosion Under Insulation locations.

Disrupted areas on piping systems where periodic examinations are conducted.

NOTE

Previously, CUIs were referred to as "high-stress monitoring locations" (HSLs). CUIs may include one or more examination points. CUIs can be a pipe between a location of piping or a section of an area where CUIs are located on a piping system.

3.1.19 construction code

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

3.1.20 corrosion barrier

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

3.1.21 corrosion rate

The rate of metal loss due to erosion, erosion-corrosion or the chemical reaction(s) with the environment, either internal or external.

3.1.22 corrosion specialist

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

3.1.23 critical check valves

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

NOTE

Check valves are those that must be opened/closed in order to avoid the potential for hazardous events. A mechanical check valve should not be used.

3.1.24 damage mechanism

Any type of deterioration characterized in the tubing and channel systems usually that can result in leaks or failures that can affect the integrity of piping (e.g., corrosion, erosion, erosion-corrosion, fatigue, and other mechanical failure) or chemical attack. See API 576 for a complete list of and description of damage mechanisms.

3.1.25 design

Construction of a piping system that normally have no significant flow. Some examples include: balance lines, lines with normally closed block valves, lines with one end blocked, pressure lines (during inspection only), stopcock, manual valve systems, pump pump piping, level tanks, relief valve lines and vent lines, pump lines, pump lines, high-pressure, sample points, drains, bleeders, and vacuum breakers.

3.1.26 design

An application of a type or sequence establishing the acceptable criteria.

3.1.27 FRP expansion

A person acceptable to the owner/user who is knowledgeable and experienced in FRPs 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 opposed to being localized in nature.

3.1.29 hold point

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

3.1.30 inspection

Flaws or other discontinuities noted during inspection that may be subject to nondestructive criteria during an engineering and inspection analysis.

3.1.31 inspection

A response or condition resulting from the application of a nondestructive examination technique.

3.1.32 industry-qualified UT linear wave examiner

A person who possesses an acceptable show work qualification from the API (e.g., API QUTE) or an equivalent qualification approved by the owner/user.

NOTE

Refer to applicable standards on the API QUTE website.

3.1.33 inspection point

Inspection points are locations where elements or process additions are introduced into a process stream. Corrosion resistant materials, process modifications, chemical additions, oxygen scavengers, caustics, and water washes are typical items recognized as requiring special attention in designing the point of injection. Process additions, chemicals and water are injected into process streams in order to achieve specific process objectives.

NOTE

Inspection points do not include locations where materials are injected into the process.

EXAMPLE: Chlorinating agents in reformers, water injection in overhead systems, polyethylene injection in catalytic cracking wet gas, nitrogen injection, inhibitors, and neutralizers.

3.1.34 inspection

Piping systems placed in operation (installed).

NOTE 1

Only include piping systems that are still under construction or in service prior to being placed in 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, temperature or other maintenance activity are not considered to be "in service." Installed spare piping is also considered in service, whereas piping that is not installed is not considered in service.

3.1.35 inspection

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

3.1.38

Inspection

The external, internal, or on-stream inspection (or any combination of the three) of piping condition conducted by the authorized inspector or holder designee.

NOTE: IOTI may be conducted by someone at the discretion of the authorized piping inspector and become part of the inspection process, but the authorized piping inspector shall review and approve the results.

3.1.37

Inspection code

Shorthand use for this code (API 570).

3.1.38

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 modifications.

3.1.39

Inspector

An authorized piping inspector.

3.1.40

Integrity operating envelope

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.

3.1.41

Internal inspection

An inspection performed on the inside of a piping system using direct and/or NDE techniques.

3.1.42

Jurisdiction

A legally constituted government or institution that may adopt rules relating to piping systems.

3.1.43

Level bubble

A level gauge glass piping assembly attached to a vessel.

3.1.44

Localized corrosion

Corrosion that is concentrated in a limited area of the metal surface.

3.1.45

Lockout/tagout

A safety procedure used to ensure that piping is properly isolated and control is removed or put back to verify that the interruption of inspection, maintenance or servicing work.

3.1.46

Major repairs

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

3.1.47

Management of change

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

3.1.48

Material verification program

A documented quality assurance procedure used to assess material alloy materials (including weldments and attachments where specified) to verify conformance with the specified or specified alloy materials exemplified by the certificate.

NOTE: This program may include a description of methods for alloy material testing, physical component marking, and program documentation.

3.1.49

Maximum allowable working pressure

MAWP

The maximum internal pressure permitted in a piping system for continuous operation at the most severe condition of ambient, 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.

3.1.50

Minimum design metal temperature

MDMT

The lowest temperature at which a significant pressure load (e.g., operating load, start-up loads, transient loads, etc.) can be applied to piping systems as defined in the applicable construction code.

EXAMPLE: ASME B31.3, 2001 edition, Paragraph 302.2 "Temperature Limitations."

3.1.51

Minimum required thickness

The thickness without corrosion allowance for each component of a piping system based on the appropriate design code, materials and code allowable stresses at design pressure, temperature and structural loading.

NOTE: Actually, required thickness can be determined using formulas or tables available in accordance with API 570-1, ASME B31.3.

3.1.52

Node points

Process and points are points of joining of process streams of differing composition under temperature where detailed design attention regarding limits under process monitoring are utilized to avoid corrosion problems. Not all process mix points are problematic, however they need to be identified and evaluated for possible corrosive requirements.

3.1.53

Nonferrous metals

Metals that do not combine with oxygen under standard or elevated temperatures.

3.1.54

Pressure boundary

Components and attachments of or the portion of piping that does not contain the process pressure.

EXAMPLE: Valve stems, support lugs, non flange nonferrous metal support structures, etc.

3.1.55

Off-the-piping

Piping systems not included within the pressure boundary limits of a process unit, such as a hydrocarbon or an offshore vessel or a crude unit.

EXAMPLE: Long-term piping and other lower temperature piping outside the limits of the process unit.

3.1.56

On-site piping

Piping systems included within the plant limits of process units, such as a hydrotreater, an ammonia cracker, or a crude unit.

3.1.57

On-stream

A condition where in-service piping systems have not been stopped for an internal inspection.

NOTE: Piping systems that are on-stream can also be empty or may not have residual process fluids in them and may be emergency part of the process system.

3.1.58

On-stream inspection

An inspection performed from the outside of piping systems while they are in service using NDE procedures to establish the reliability of the pressure boundary for continued operation.

3.1.59

Overhaul inspection

Piping inspections for overhaul equipment that have not been performed by their own crews documented in the inspection schedule plan.

3.1.60

Overwater piping

Piping located where leakage (liquid or solid) would result in discharge to the atmosphere, street, bays, etc., resulting in a potential environmental hazard.

3.1.61

Operator

An owner or user of piping systems with continuous control over the operation, engineering, inspection, repair, alteration, pressure testing, and rating of the piping.

3.1.62

Overhaul inspection

An overhaul inspection performed by an inspector who has been qualified by written examination under the provisions of Section 8 and Annex A.

3.1.63

Pipe

A pressure-rated cylinder used to convey a fluid or to transmit a fluid pressure and that is externally designated "pipe" in applicable material specifications.

NOTE: Materials designated as "tube" or "hose" in the specifications are treated as pipe in this code when fabricated for pressure service.

3.1.64

Pipe rack piping

Pipes to piping that is supported by mechanical standpipes or structures (including structural rods and catwalks).

3.1.65

Piping circuit

A section of piping that is exposed to a process environment of similar chemistry or expected damage mechanisms and is of similar design conditions and construction materials.

NOTE 1: Circuitry groups units or piping systems are divided into piping circuits to manage the necessary inspection activities and requirements.

NOTE 2: When establishing the boundary of a particular piping circuit, the inspector may also take into account the physical proximity for recordkeeping and performing field inspection.

3.1.66

Piping engineer

One or more persons or organizations responsible 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 reliability of piping components and systems. The piping engineer, by consulting with appropriate specialists should be regarded as a component of the entire necessary to properly address a technical requirement.

3.1.67

Piping system

An assembly of interconnected piping circuits that are subject to the same set or sets of design conditions and is used to convey fluids, gas, vapors, discharge, water, control, or conditioned fluid.

NOTE: Piping systems also include pipe supporting structures but do not include support structures, such as structural frames and catwalks.

3.1.68

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 owner/user.

NOTE: These evaluations or tests can provide qualitative or quantitative information that is sufficient to verify the material alloy composition.

3.1.69

Postweld heat treatment

PWHT

Treatment with exposure of heating to relieve residual stress or to promote metallurgical changes in a welded joint after completion of welding in order to reduce the detrimental effects of welding heat, such as locked residual stresses, reduced ductility, and/or slightly modified mechanical properties. See ASME B31.3, paragraph 301.

3.1.70

Pressure boundary

The portion of the piping that contains the pressure containing piping elements joined or assembled into pressure tight configurations. Pressure boundary attachments include pipe, tubing, flanges, hangers, gaskets, bolting, valves, and other devices such as expansion joints and flexible joints.

NOTE: See the temperature boundary definition.

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 ring stress formula, including needed reinforcement thickness.

NOTE 2: Pressure design thickness does not include thickness for structural loads, corrosion allowance, or allowances.

3.1.72

Primary process piping

Process piping in normal, below service that cannot be welded off or, if it were welded off, would significantly affect unit operability. Primary process piping internally includes most process piping greater than NPS 2, and typically does not include small bore or auxiliary process piping (see also secondary process piping).

3.1.73

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
Hydroneur or chemical piping located at, or associated with, a refinery or manufacturing facility. Process piping includes process, tank farm, and process unit piping, but excludes utility piping.

3.1.75

quality assurance
As planned, systematic and proven activities required to determine if materials, equipment, or services will meet specified requirements so that the piping will perform satisfactorily in service.

NOTE The extent of a quality assurance inspection program for piping systems are outlined in 4.3.1.1.

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

renewal
Activity that consists of an existing component, fitting, or portion of a piping system and restores it with new or existing spare materials of the same or better quality as the original piping component.

3.1.78

repair
The work necessary to restore a piping system to a condition suitable for safe operation in its design conditions. If any of the restoration changes result in a change of design temperature or pressure, the requirements for engineering also shall be satisfied. Any welding, cutting, or grinding operation on a pressure-containing piping component not specifically considered for alteration is considered a repair.

3.1.79

repair organization

Any of the following:

- an owner or user of piping systems who repairs or alters his or her own equipment in accordance with API 570
- 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.
- one who is authorized by, acceptable to, or otherwise not prohibited by the jurisdiction and who makes repairs or alterations with API 570.

3.1.80

rating
Calculations to establish pressures and temperatures appropriate for a piping system, including design pressure, temperature, MAWP, structural maximum, required dimensions, etc.

3.1.81

retching
A change in the design temperature, design pressure or the MAWP of a piping system (parameters called rating). A retching may result in a decrease, a decrease, or a combination of both. During these original design conditions is a process to provide increased corrosion allowance.

3.1.82

risk-based inspection (RBI)
A risk assessment and consequence management process that is based on inspection planning for piping systems for loss of containment in processing facilities, 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 thickness measurement in a GMA. See subsections covered in API 574.

3.1.84

secondary header
An individual with jobs and overlays and submittals of FRP piping.

3.1.85

secondary process piping
Process piping, often SPP, downstream of block valves that can be closed without significantly affecting the process unit operability.

3.1.86

SPP
Piping that is less than or equal to NPS 2.

3.1.87

tail-to-air interface

See

An area in which external corrosion may occur on partially buried pipe.

NOTE The area of the section will vary depending on factors such as moisture, oxygen content of the soil, and operating temperature. The area generally is considered to be from 12 in. (305 mm) below to 3 in. (76 mm) above the soil surface. Free surface corrosion with the soil surface that is exposed.

3.1.88

tail-to-air interface
A location of piping accompanied by longer or other connecting fittings such as unions.

3.1.89

structural maximum
Maximum thickness allowed corrosion allowance based on structural and other loading.

3.1.90

temporary repair
Repairs made to piping systems in order to restore sufficient strength to continue safe operation until permanent repairs can be scheduled and accomplished within a time period appropriate to the complexity of piping engineering.

3.1.91

tail-to-air interface
Process piping made from steel or directly associated with a steel tank.

3.2

Acronyms

CCE	condition monitoring location
CUP	corrosion under protection including other corrosion cracking under protection
FRP	flexible reinforced plastic
LT	long term
MOC	management of change

MAWP

maximum allowable working pressure

MUR

manufacturer's data report

MTR

magnetic particle test report

MTR

material test report

NDE

nondestructive examination

NPS

nominal pipe size (followed when appropriate by the specific size designation number without an inch symbol)

PDR

procedure operation record

PT

liquid penetrant technique

PWR

post-welding heat treatment

RBI

risk-based inspection

RT

radiographic examination (manual) or radiography

RTP

reduced thickness (plate)

SPP

secondary process piping

ST

short term

SMYS

specified minimum yield strength

UT

ultrasonic examination (process)

WPE

welding procedure specification

4 Owner/User Inspection Organization

4.1 General

An owner/user of piping systems shall exercise control of the piping system inspection program, inspection frequency, and maintenance and is responsible for the function 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 repair, repair, and alteration of its piping system.

Inspection operating envelopes (windows) should be established for process parameters (both physical and chemical) that could impact equipment integrity if not properly controlled. Examples of the process parameters include temperature, pressure, fluid velocities, pH, flow rates, chemical or water injection rates, levels of corrosive constituents, chemical composition, etc. Key process parameters for inspection operating envelopes should be identified and implemented, repair and repair limits established, set, reported, and deviations from these limits should be brought to the attention of inspection/operating personnel. Particular attention to monitoring integrity operating envelopes should also be provided during start-ups, shut-downs 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. Wherever 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, monitoring, and assessing piping inspection systems and inspection procedures that will meet the requirements of the inspection code. These systems and procedures will be conducted in a quality assurance/quality management system and will include:

- organization and reporting structure for inspection personnel;
- documenting and maintaining inspection and quality assurance procedures;
- documenting and reporting inspection and test results;
- developing and documenting inspection plans;
- developing and documenting risk-based assessments;
- developing and documenting the appropriate inspection criteria;
- corrective action for inspection and test results;
- internal systems for compliance with the quality assurance inspection manual;
- review and approval of drawings, design calculations, and specifications for repairs, alterations, and upgrades;
- ensuring that all personnel requirements for piping inspection, repair, alterations, and testing are continuously met;
- reporting to the authorized piping inspector any process changes that could affect piping integrity;
- training requirements for inspection personnel regarding inspection tools, techniques, and technical knowledge base;
- ensuring necessary that only qualified welders and procedures are used for all repairs and alterations;
- ensuring necessary so that only qualified NDE personnel and procedures are utilized;
- ensuring necessary so that all inspection equipment and test equipment are properly maintained and calibrated;
- ensuring necessary so that the work of contract inspection or repair organizations meet the same inspection requirements as the owner/user organization;
- internal testing requirements for the quality control system for pressure-relieving devices.

4.3.1.3 MOC

The owner/user is also responsible for implementing 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 variables and alter the inspection plan to account for those changes. The MOC process should include the appropriate materials/inspection experience and expertise in order to effectively forecast 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 the process shall be included in the MOC process to ensure effectiveness.

4.3.2 Piping Engineer

The piping engineer is responsible for activities including design, engineering review, testing, 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 workmanship 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 with any repairs that require field activities to ensure that procedures are followed. The inspector is also responsible for extending the scope of the inspection with appropriate consultation with engineering personnel when justified according to the findings of the inspection. Where circumstances are discovered, the inspector is responsible for notifying the owner/user in a timely manner and making appropriate repair or other corrective 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., examiners and operating personnel). Personnel performing NDE shall meet the qualifications identified in 4.3.5 but need not be authorized piping inspectors. However, all examination results shall be evaluated and accepted 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 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 holding certifications in those procedures. Examples of other certifications that may be required include ASNT BCRT-TC 1A, 1B, ASNT CP-181/171 and AWS CCA-B.

4.3.5.3 The examiner's employer shall maintain examination records of the examiner's experience including 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 particular piping systems shall be responsible for timely notification to the inspector or engineer of issues that may affect piping integrity such as the following:

- any action that requires MOC
- operations outside defined integrity protecting conditions,
- changes in source of feedstock and other process fluids,
- piping failures, repair actions conducted and follow-up actions,
- drawing and documentation methods used or other maintenance procedures that could affect piping and equipment integrity,
- reports of equipment that other plants have had with similar service piping and associated equipment failures,
- any unusual conditions that may develop (e.g., 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 or the engineer. A written agreement shall be executed as needed to study 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 at elevated temperatures above 700 °F (400 °C) and piping systems that operate below the design-to-rupture transition temperature.

5.1.1.2 The inspection plan is developed from the analysis of several sources of data. Piping systems shall be evaluated based on present or potential types of damage mechanisms. The methods and the extent of NDE shall be evaluated to assure they can adequately identify the damage mechanism and the severity of damage. Examinations shall be scheduled at intervals that consider the:

- type of damage,
- rate of damage progression,
- importance of the equipment to the type of damage,
- availability of the NDE method to identify the damage,
- maximum allowable in-service and standards, and
- extent of examination.

Additionally, the use of RBI (see 5.2) is recommended when developing the inspection plan, and it may require updating history and MOC records that may impact inspection plans.

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 shall be reviewed and approved by management. Plans that may require damage mechanisms and/or information not available shall be identified. 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 contain an inspection plan and schedule required to monitor identified damage mechanisms and assure the pressure integrity of the piping systems. The plan should:

- define the types of inspection needed, e.g., internal, external, on-stream (noninvasive)
- identify the next inspection date for each inspection type,
- describe the inspection methods and NDE techniques,
- describe the extent and limitations of inspection and NDE at CMLs,
- describe the surface cleaning requirements needed for inspection and examinations for each type of inspection,
- describe the requirements of any needed pressure test (e.g., type of test, test pressure, test temperature, and duration), and
- describe any required repairs if known or previously planned 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 referenced and included 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:

- identifying the types of damage anticipated or experienced in the piping systems,
- defining the location of the expected damage,
- 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/examinations.

When the owner/user chooses to conduct an RBI assessment, it shall include a systematic evaluation of both the probability and the associated consequences of failure, in accordance with API 580, API 581 and details an RBI methodology that has all of the key elements defined in API 580.

Identifying and analyzing potential damage mechanisms, current equipment condition and the effectiveness of the past inspections are important steps in assessing the probability of piping failure. Identifying integrity governing elements for key process units is an important adjunct to RBI (see 4.1).

5.2.1 Probability Assessment

The probability assessment shall be in accordance with API 580 and shall be based on forms of damage 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, tools, and techniques used for finding the potential damage mechanisms shall be evaluated.

Other factors that should be considered in a probability assessment include:

- appropriateness of the materials of construction
- equipment design conditions relative to operating conditions
- representativeness of the design codes and standards utilized
- effectiveness of corrosion monitoring programs
- the quality of maintenance and inspection quality assurance quality control programs
- both the process reliability and structural requirements
- operating conditions both past and projected

Piping system data will be important information for the assessment when conducting a probability assessment.

5.2.2 Consequence Assessment

The consequences of a release is dependent on type and amount of process type contained in the equipment. The consequence assessment shall be in accordance with API 580 and shall consider the potential products that may occur as a result of such release, the size of a potential release, and the type of a potential release (vapors, explosion, fire, toxic exposure). The assessment should also determine the potential outcomes that may occur as a result of such release or equipment damage, which may include: health effects, environmental impact, additional equipment damage, and process shutdown or disturbance.

5.2.3 Documentation

It is expected that all RBI assessments be thoroughly documented in accordance with API 580 detailing all the factors contributing to both the probability and consequences of a failure of the equipment.

After an RBI assessment is concluded, the results can be used to establish the equipment inspection plan and to help define the following:

- the most appropriate inspection and NDE methods, tools, and techniques,
- the extent of NDE (e.g., percentage of equipment to examine),
- the strategy for internal in-service inspection, external, and on-stream inspections,
- the need for pressure testing after damage has occurred or after repairs/alterations have been completed
- the prevention and mitigation strategies to reduce the probability and consequences of equipment failure (e.g., repairs, process changes, inhibitors, etc.).

5.2.4 Frequency of RBI Assessments

When RBI assessments are used to set equipment inspection intervals, the assessments should be updated after each equipment inspection as defined in API 570. The RBI assessment should 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 recommended intervals between RBI assessments are outlined in 6.3.2, Table 2.

6.1 Preparation for Inspection

6.1.1 General

Safety precautions shall be included when preparing piping systems for inspection and maintenance activities to eliminate exposure to hazardous fluids, energy sources, and physical hazards. Regulations (e.g., those administered 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 contractor'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, including blinds (block), and testing tightness should be an integral part of safety procedures for tagged connections. Appropriate safety precautions 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 fluids, gases, or vapors and purged to remove all of and leak or flammable gases and vapors.

6.1.2 Inspection Equipment Preparation

All tools, equipment, and personal protective equipment used during piping work shall be inspected before being used. Inspection equipment should be checked for damage and/or operability prior to use. NDE equipment and the repair organization's equipment are subject to the contractor's safety requirements for external equipment. Other equipment that might be needed for the piping system access, such as climbing 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.

6.1.3 Communication

Before starting any piping system inspection and maintenance activities (NDE, pressure testing, repair, or alteration), personnel should obtain permission from operating personnel responsible for the piping to work on the system.

When individuals are inside large piping systems, all persons working around the equipment should be informed that people are working inside the piping. Individuals working inside the piping should be informed when anyone is going to be done on the exterior of the piping.

6.1.4 Piping Entry

Prior to entering large piping, the piping system shall be isolated from all sources of liquid, gases, vapors, reaction, electrical, mechanical, and other sources of energy. The piping system shall be checked, purged, cleaned, vented, and tested and checked out before entry is entered.

Procedures to ensure continuous safe ventilation and communication to ensure safe emergency egress 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 permission from the responsible operating personnel. Where required for confined space entry, personal protective equipment shall be worn that will protect individuals from airborne hazards that may exist in the piping system.

6.2.2 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 other critical service inspection. 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 (Part 1) and API 570-1 (API 570-1).

6.4 Inspection for Types and Locations of Damage Modes of Deterioration and Failure

6.4.1 Equipment Damage Types

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
Corrosion and local metal loss	<ul style="list-style-type: none"> Uniform corrosion Microbiologically influenced corrosion Organic corrosion Electrochemical corrosion Galvanic corrosion Crevice corrosion
Stress corrosion cracking	<ul style="list-style-type: none"> Stress corrosion cracking Caustic stress corrosion cracking Caustic stress corrosion cracking Hydrogen stress corrosion cracking Hydrogen sulfide stress corrosion cracking Other forms of stress corrosion cracking
Corrosion pitting	<ul style="list-style-type: none"> Hydrogen sulfide stress corrosion cracking Hydrogen sulfide stress corrosion cracking High temperature hydrogen attack High temperature hydrogen attack High temperature hydrogen attack
Manufacturing defects	<ul style="list-style-type: none"> Welding defects Welding defects Welding defects Welding defects Welding defects
Improper installation	<ul style="list-style-type: none"> Improper installation Improper installation Improper installation Improper installation Improper installation
Improper operation	<ul style="list-style-type: none"> Improper operation Improper operation Improper operation Improper operation Improper operation
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design
Improper material	<ul style="list-style-type: none"> Improper material Improper material Improper material Improper material Improper material
Improper welding	<ul style="list-style-type: none"> Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding Improper welding
Improper painting	<ul style="list-style-type: none"> Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting Improper painting
Improper cleaning	<ul style="list-style-type: none"> Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning Improper cleaning
Improper testing	<ul style="list-style-type: none"> Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing Improper testing
Improper repair	<ul style="list-style-type: none"> Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair Improper repair
Improper maintenance	<ul style="list-style-type: none"> Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance Improper maintenance
Improper inspection	<ul style="list-style-type: none"> Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection Improper inspection
Improper design	<ul style="list-style-type: none"> Improper design Improper design Improper design Improper design Improper design

such 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 EMT, leak-wave) 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 hanger/in conditions shall be reported and corrected. Vertical support survey logs also shall be checked to confirm that they have not filled with water (oil is causing external corrosion of the pressure piping or internal corrosion of the support leg). Horizontal support survey logs also shall be checked to determine that slight displacements from horizontal are not causing excessive wear against the external surface of active piping components.

Before inspection joints should be inspected visually for unusual deformations, misalignment, or displacements that may exceed design. (For standard joint components (e.g. flange bases) may have different degradation mechanisms. Specialized engineering or manufacturer data sources may need to be consulted in developing valid inspection points for these components.)

The inspector should evaluate the piping system for the presence of any field modifications or temporary repairs not previously reported on the piping drawings under review. 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. Through connections and other forged steel pieces that may be easily removed and substituted 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 re-inspection and repair inspection. Qualified operating or maintenance personnel also may conduct external inspection, when acceptable to the inspector. In such cases, the persons conducting external piping inspections in accordance with API 574 shall be qualified through an appropriate course of training.

In addition to visual observations external inspections that are documented in inspection records, it is best practice for personnel who require the area to report deterioration or changes to the inspector (see API 574 for examples of such deterioration).

5.5.5 External Inspection of Drilled Equipment

Drilled piping shall be inspected to determine its external surface condition. The external inspection interval shall be based on corrosion rate information obtained:

- during maintenance activity on connecting piping of similar materials;
- from the periodic observation of directly buried corrosion test coupons of the material;
- from representative portions of the actual piping;
- from installed piping in similar circumstances;
- from permanently installed thickness monitoring devices;
- from inspections conducted with remote visual equipment, if possible; or
- from the results of cathodic protection surveys.

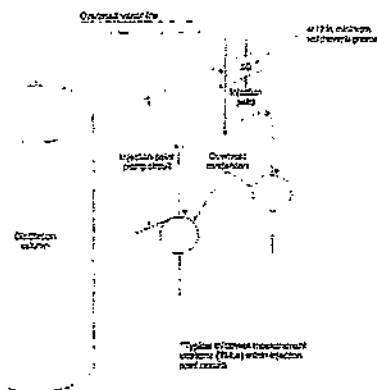


Figure 1—Typical Injection Point Piping Circuit

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. (305 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 process 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:

- establish TMLs on appropriate flanges within the injection point circuit;
- establish TMLs on the pipe wall in the location of exposed pipe with impingement of injected fluid;
- establish TMLs at intermediate locations along the larger straight piping within the injection point circuit may be required;
- establish TMLs at both the upstream and downstream limits of the injection point circuit.

5.5.6 CUI Inspection

Inspection for CUI shall be conducted for externally-insulated piping 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 localized so that it can occur in areas where it seems unlikely.

Considerations for insulation removal are not limited to but include:

- history of CUI for the specific piping system or comparable piping systems;
- visual condition of the external covering and insulation;
- evidence of fluid leakage (e.g. leaks or vapors);
- whether the piping system is an elevated service;
- monitoring of the external covering, if known;
- condition of areas with wet insulation;
- the type of insulation used and whether that insulation is known to absorb and hold water.

5.5.7 Vibration Piping and Line Movement of Structures

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 unusual thermal expansion should be reported. At locations where vibrating piping systems are identified to limit dynamic pipe stresses (such as at elbows, nozzles, tees, static dampers, hangers), periodic UT or RT should be incorporated to check for the onset of fatigue cracking. Wherever conditions should indicate typical vibration particularly increased swing from 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 ultrasonography to check for fouling or internal slugging, ultrasonography to check for hot spots in refractory-lined systems, external inspections after repeated process upsets, verifying previously measured data for accuracy, inspection for environmental cracking, and any other piping specific damage mechanisms. Accurate assessment of cracks from corrosion, and ultrasonography can be used for repair log decision and maintenance. Areas susceptible to localized erosion or erosion-corrosion should be inspected using ultrasonography, 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 100 in.

5.5.9 Inspection Point Inspection

Injection points are sometimes subject to localized or localized corrosion from causes or abnormal operating conditions. Those that are may be located as separate observation details, and these areas need to be inspected thoroughly and regularly.

The preferred methods of assessing injection point are ultrasonography or UT as appropriate to establish the minimum thickness at each TML. Close grid ultrasonography measurements to determine the remaining thickness.

For some applications, it is beneficial to remove piping system to facilitate a closer inspection of the inside column. However, ultrasonography measurements will be required to determine the remaining thickness.

During periodic scheduled inspections, more extensive inspection of the injection point should be applied to an area beginning 10 ft (3.05 m) upstream of the injection point and extending for at least two pipe diameters downstream of the injection point. Additionally, measure and record the thickness of all TMLs within the injection point circuit.

5.6 CMLs

5.6.1 General

CMLs are specific areas along the piping system 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 discussed in API 574 and API 575. 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 be monitored more frequently. CMLs should be identified and established at appropriate locations. CMLs may be identified or the number related to certain consequences, such as stress cracking, high temperature hydrogen attack, or high temperature hydrogen attack. Where CMLs are identified, personnel knowledgeable in corrosion should be consulted.

The minimum thickness at each CML may be located by ultrasonography or radiography. Ultrasonography techniques also may be used to identify the areas that may then be measured by UT or radiography. When ultrasonography is used, scanning consists of taking several thickness measurements at the CML, searching for localized thinning. The lowest reading or an average of several measurements readings taken within the area of a measurement point shall be recorded and used to calculate corrosion rates, remaining life, and to establish inspection dates in accordance with Section 7.

Where appropriate, thickness measurements should include measurements at each of the four quadrants on pipe and flanges, with special attention to the inside and outside nozzles of elbows and tees where corrosion could develop. As a minimum, the lowest reading and its location shall be recorded. The rate of corrosion should 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 timing components of each piping circuit.

CMLs should be established for areas with existing CUI, corrosion at SPA welds, 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.

5.6.2 CML Selection

In selecting or adjusting the number and locations of CMLs, the inspector should take into account the patterns of corrosion that would be expected and how they might develop 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 consequences of loss of containment. CMLs should be distributed appropriately over the piping system to provide adequate monitoring coverage of major components and sections. The design 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 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, either locally or circumferentially. Examples of such corrosion phenomena include high-temperature sulfide corrosion and sour water corrosion (provided velocities are not so high as to cause local concentration of elements, ions, 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. In reality corrosion is never truly 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 processes unit to optimize the CML selection for each circuit, balancing the effort of installing the data with the benefits provided by the data.

Here CMLs should be selected for piping systems with any of the following characteristics:

- Higher potential for creating a safety or environmental emergency in the event of a leak.
- Higher expected or experienced corrosion rates.
- Higher potential for localized corrosion.
- More complexity in terms of fittings, linemates, damage, reaction pools, and other similar items.
- Higher potential for CUI.

Fewer CMLs can be selected for piping systems with any of the following characteristics:

- Low potential for creating a safety or environmental emergency in the event of a leak.
- Relatively noncomplex piping systems.
- Long straight run piping systems.

CMLs can be eliminated for piping systems with any of the following characteristics:

- Essentially low potential for creating a safety or environmental emergency in the event of a leak.
- Noncorrosive systems as demonstrated by history or design service, etc.
- Systems not subject to changes that could cause corrosion not demonstrated by history and/or periodic review.

- Substantial material flaws, such as lap welds.
- Temperature effects (at temperatures above 150 °F (65 °C)).
- Improper selection on the detector system.
- Thickness of less than 1/8 in. (3.2 mm) for typical digital thickness gauges.
- Increased coating of probe to the surface (too much or too little conductivity).

In addition, it must be kept in mind that the pattern of corrosion can be important. For corrosion rate determinations to be valid, it is important that measurements on the thinnest point be repeated as closely as possible in the same location. Alternatively, the minimum reading or an average of several readings at a distribution point may be considered.

When piping systems are out of service, ultrasonic measurements may be taken through openings using contact C-scaners. They are useful in determining approximate thicknesses of coatings, fittings, and valve bodies, as well as pin depth approximations from CUI on pipe.

Portable measuring devices also may be used to determine the depth of localized metal loss.

5.7.2 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 possible 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 technique and extent of examination. API 570 Part 1 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:

- 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 17, provides guidance on performing MT examination.
- 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, provides guidance on performing PT examination.
- RT for detecting internal imperfections such as porosity, weld slag inclusions, cracks, and thickness of components. ASME BPVC, Section V, Article 2, provides guidance on performing RT.
- Ultrasonic flaw detection for detecting internal and surface breaking cracks and other elongated discontinuities. ASME BPVC, Section V, Article 4, Article 5, and Article 23, provide guidance on performing UT.
- Automating current leak leakage examination technique for detecting surface-breaking cracks and elongated discontinuities.
- Eddy current examination for detecting localized metal loss, cracks, and elongated discontinuities. ASME BPVC, Section V, Article 19, provides guidance on performing eddy current examination.
- Field metalographic replication for identifying metalurgical changes.
- Acoustic emission examination for detecting structural significant defects. ASME BPVC, Section V, Article 11, and Article 12, provide guidance on performing acoustic emission examination.

Every CML should have at least one or more examination points installed. Examples include:

- locations marked on uninsulated pipe using paint stencils, metal stencils, or stickers;
- holes cut in the insulation and plugged with covers;
- temporary installation of access for fittings, nipples, etc.
- sketches or documents showing CMLs;
- radio frequency identification devices (RFID).

Careful documentation of CMLs and examination points are necessary to enhance the accuracy and repeatability of the data.

Corrosion specialists should be consulted about 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 22, and Section 35-107 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 steel bore pipe (NPS 2 and below) may require specialized equipment (e.g., miniature transducers and/or curved shoes) as well as diameter specific calibration blocks. Radiographic profile and/or RT may be used for testing areas to be measured, particularly in multilayered systems or where corrosion is localized corrosion is suspected. Where practical, UT can then be used to obtain the actual thickness of the areas to be measured. Following ultrasonic readings at CMLs, proper repair of insulation and insulation moisture sealing 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 nonuniform or the remaining thickness is approaching the minimum required thickness, additional thickness monitoring may be required. Radiography or ultrasonic scanning are the preferred methods in such cases.

When ultrasonic measurements are taken above 150 °F (65 °C), volumetric, conductive, and temperature effects can result in false thickness measurements at the higher temperatures. If the procedure does not compensate for higher temperatures, measurements should be adjusted by the appropriate temperature correction factor.

Inspectors should be aware of possible sources of measurement inaccuracies and make every effort to eliminate them. As a general rule, most of the NDE techniques will have potential limits with respect to accuracy. Factors that can contribute to reduced accuracy of ultrasonic measurements include the following:

- improper transducer selection;
- exposed coatings or scale;
- significant surface roughness;
- roughing of the probe (on the surface to be tested).

- The necessity for determining temperatures of components.
- Local testing for determining through thickness defects. ASME BPVC, Section V, Article 10, provides guidance on performing local testing.
- Long range UT for the detection of metal loss.

5.7.2 Surface Preparation for NDE

Acceptable 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 characteristics and NDE technique. Test surface preparations such as wire brushing, blasting, chipping, grinding, or combinations 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.

5.7.4 UT Shear Wave Examination

The examiner shall specify industry-qualified UT shear wave examination when the owner/user requires the following:

- detection of internal surface (ID) breaking flaws when inspecting from the external surface (OD), or
- detection, characterization, and/or through wall sizing of defects.

Application examples for the use of industry-qualified UT shear wave examination include detecting and sizing flaws from the external surface and gathering data for Fitness-for-Service evaluations.

5.8 Pressure Testing of Piping Systems—General

Pressure tests are not normally conducted as part of a routine inspection (see 8.2.5 for pressure testing requirements for repairs, alterations, and rework). Exceptions to that include requirements of the U.S. Coast Guard for over water piping and requirements of local jurisdictions, other vessel districts 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-11AS/ISO 9859-1, and ASME PCC-2. Lower 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, where practical, pressure tests of individual components can be performed in lieu of entire circuit (e.g., a replacement section of pipe). An engineer should be consulted when a pressure test of piping components is to be performed (excluding the RT section herein) to ensure it is suitable for the intended purpose.

When a pressure test is required, it shall be conducted after any heat treatment.

Before applying a hydrostatic test, the supporting structure and foundation design should be reviewed by an engineer to ensure that they are suitable for the hydrostatic test.

NOTE: The differential in elevation is to be not exceeding 10% of the SPS for the material or for the structure and assembly for equipment and elevated temperature areas.

5.6.1 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 property or value of the test water will become contaminated and its disposal will present environmental problems. In either case, another suitable medium 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 test environment 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). Do not use deionized water or deionized water containing a total chloride concentration (not free chlorine concentration) of less than 50 ppm.

NOTE Potable water in the United States U.S. practice with 250 ppm per million maximum chloride, carbonate and sulfate or more.

For compressed austenitic stainless steel piping subject to polythionic stress 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 high-point vents should be open during draining), or blown, or otherwise dried. If potable water is not available or if immediate draining and drying is not possible, water having a very low chloride level, higher pH (7-10), and oxygen addition may be considered to reduce the risk of pitting and microbiologically induced corrosion.

5.6.2 Pneumatic Pressure Tests

A pneumatic (or hydro-pneumatic) pressure test may be used when it is impracticable to hydrotest by test due to temperature, structure, or process limitations. However, the material risks to personnel and property of a pneumatic test shall be considered when carrying out such a test. As a minimum, the inspection procedures contained in API 570 5.12.3 shall be applied in any pneumatic testing.

5.6.3 Test Temperature and Brittle Fracture Considerations

All test temperatures, carbon, low alloy, and other steels, including high alloy steels, exhibited by service exposure, may be susceptible to brittle failure. A number of failures have been attributed to brittle failure of steels that were exposed to temperatures below their transition temperature and to pressures greater than 25 % of the required hydrostatic test pressure or 5 times of design pressure. Most pipe failures, however, have occurred on the first application of a high static level (the first hydrotest or overtest). The potential for a brittle failure due to the potential energy involved. Special attention should be given when testing low-alloy steels, especially C-Mn steels, because they may be prone to temper embrittlement.

To minimize the risk of brittle fracture during a pressure test, the test temperature should be maintained at least 10 °F (6 °C) above the MSMT for piping that is more than 2 in. (51 mm) dia. and 10 °F (6 °C) above the MSMT for piping that is less than 2 in. (51 mm) dia. The test temperature need not exceed 120 °F (50 °C) unless there is information on the brittle characteristics of the piping construction material indicating a higher test temperature is needed.

5.6.4 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 blinded for the duration of the test. As an

alternative, each valve shall be held down by a suitably designed test clamp. The application of an additional load to the valve spring by turning the adjusting screw is prohibited. Other precautions that are integral to maintaining the test pressure, such as pipe clamps, pressure gauges, expansion joints, and rupture disks, should be removed or blanked. When carrying expansion joints that cannot be removed or isolated, they may be tested at a reduced pressure in accordance with the principles of ASME B31.3. If blank valves are used to isolate a piping system for a pressure test, systems should be tested to not exceed the permitted test pressure as described in ASME B31.3 or applicable valve manufacturer data.

Upon completion of the pressure test, pressure relief devices of the proper ratings and other appurtenances removed or made inoperable during the pressure test shall be re-installed or re-adjusted.

Before applying a pressure test, appropriate procedures and precautions should be taken into account to ensure the safety of personnel involved with the pressure test. A close visual inspection of piping components should not be performed until the design pressure is at or below the MAWP. This review is especially important for in-service piping.

5.6.5 Pressure Testing Alternatives

Appropriate NDE shall be specified and conducted when a pressure test is not performed after a major repair or alteration. Establishing NDE procedures for a pressure test after an alteration is allowed only after the engineer and inspector have approved the verification.

For cases where UT is substituted for radiographic inspection, the engineer shall specify industry-qualified UT shear wave examinations or the application of ASME B31 Code Case 175101, as applicable, for closure welds that have not been pressure tested and for welding repairs identified by the engineer or inspector.

5.6 Material Verification and Traceability

During repairs or alterations to existing piping systems, where the alloy materials required to maintain pressure containment, the inspector shall verify that the installation of new materials is consistent with the specified or specified examination methods. The material verification program should be conducted with API 570. Using risk assessment procedures, if a manufacturer can make this assessment by 100 % verification, PDI testing in certain critical locations, or by sampling a percentage of the strength. PDI testing can be supplemented by the inspector or the engineer with the use of suitable methods as described in API 570.

If a piping system component should fail before an in-service material was adequately substituted for the proper piping material, the inspector shall consider the need for further verification of existing piping materials. The extent of further verification will depend upon circumstances such as the consequences of failure and the probability of further material errors.

The inspector shall assess the need for and extent of verification of a material verification program consistent with API 570 addressing in-service material verification in existing piping systems. A material verification program consistent with API 570 may include procedures for identification and marking of piping materials. That requirement may extend to re-piping PDI testing, as described in API 570. To ensure that the material materials are consistent with the intended design, the inspector shall verify that the verification test does not reveal discontinuities of 1/8 in. PDI testing program (such as in API 570, Section 5) would be required for replacement. The manufacturer and authorized piping inspector, in conjunction with a corrosion specialist, shall establish a schedule for replacement of these components. The indicated inspection shall use periodic NDE, as necessary, on the identified components until the replacement.

5.6 Inspection of Valves

Normally, valves are not inspected as often as piping components. The body of a valve is normally thicker than other piping components for strength reasons. However, when valves are demanded for servicing and

repair, the shop personnel should visually examine the valve components for any unusual corrosion patterns or staining and, when closed, ensure the information on the engineer. Bodies of valves that are exposed to significant temperature cycling (for example, catalytic reforming test regeneration and steam cleaning) should be examined periodically for internal fatigue cracking.

Gate valves are known to be at an increased risk of being exposed to severe internal corrosion-corrosion. Routine readings should be considered on the body between its reads since this is an area of high turbulence and high stress.

Control valves or other throttling valves, particularly in high-pressure drop and dirty service, can be susceptible to unwanted corrosion/erosion of the body downstream of the valve. If such material loss equipment, the valve should be removed from the line for internal inspection. The inside of the downstream mating flange and girth weld should be inspected for local metal loss.

When valve body needs internal pressure tests, no performed after servicing, they should be conducted in accordance with API 570.

Control check valves should be visually and externally inspected to ensure that they are easy to operate. An example of a control check valve may be the check valve located on the outlet of a centrifugal, high head hydrocarbon pump. Failure of such a check valve to operate correctly could result in overpressuring the pump during a flow reversal. The normal visual inspection method should include the following items:

- Checking to ensure that the flopper is free to move, as required, without loosening beyond tolerance due to wear.
- The flopper stop should not have worn beyond tolerance. This will maintain the tolerance that the flopper will move past the top dead center position and return in an open position when the check valve is mounted in a vertical position.
- The flopper nut should be secured to the flopper lock to avoid backing off in service.

Local checks of critical check valves are normally not required, but may be considered for specific circumstances.

5.11 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, welds are often inspected for corrosion as part of a radiographic profile inspection or as part of normal inspection. When preferential weld corrosion is noted, additional welds in the same class or system should be examined for corrosion. API 577 1.47 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 pre-existing flaws that were not missed by the former exposure (e.g., applying UT and RT for in-service inspection when only RT was applied during fabrication). For this reason, it is often a good practice to specify the types 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 crack-like 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 no effort to determine whether the crack-like imperfections are from original weld fabrication or may be from an environmental cracking mechanism.

Crack-like flaws and environmental cracking shall be determined by an engineer in accordance with API 570 10.4.2.5. If a crack is found, the engineer shall determine the extent of the crack and the inspector shall be required to conduct a visual inspection of the quality of existing welds within the following:

- original fabrication inspection method and acceptance criteria.
- extent, magnitude, and orientation of imperfections.
- length of time in service.
- existing repair design exceptions.
- presence of secondary piping stresses imposed and thermal.
- potential for fatigue crack initiation and growth.
- primary or secondary piping system.
- potential for stress or thermal loads.
- potential for environmental cracking.
- repair and heat treatment history.
- weld hardness.

For in-service piping welds, it may not be appropriate to use the original construction code radiography acceptance criteria for weld quality in ASME B31.3. The B31.3 acceptance criteria are intended to apply to new construction on a sampling of welds. As just the welds maintained, in order to assess the probable quality of all welds for welds in the system, going 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 engineer shall specify industry-qualified UT shear wave examination when the engineer requires either of the following items:

- Detection of internal surface (ID) breaking planar flaws when inspecting from the external surface (OD).
- Where detection, characterization, and/or repair of welds using is required of planar defects. Application examples for the use of such industry-qualified UT shear wave examination include obtaining flaw dimensions for Fitness-For-Service assessment and monitoring of known flaws.

5.12 Inspection of Flanged Joints

Flanged joints should be examined for evidence of leakage, such as stains, deposits, or drips. Prominent leaks into large vessels and valve bonnet assemblies may result in corrosion or environmental cracking. This examination should include those flanges enclosed with gaskets or gaskets and spray gaskets. Flanged joints that have been clamped and pumped with oil should be checked for leakage at the bolts. Flanges subjected to such leakage may corrode or crack (e.g., caustic cracking). If reworking is contemplated, affected flanges 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 dimensions 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 completely 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 renewed.

Additional guidance on the inspection of flanged joints can be found in ASME PCC-1 (1).

6.1.2 Inspection Organization Audit

Each maintenance organization should be audited periodically to determine if the supported 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 customer plant site or from a third party organization, experienced and competent in ruling under professional process plant inspection programs or a combination of third party and other consultant staff.

The audit team at a minimum shall determine that:

- the requirements and principles of this inspection code are being met;
- all customer responsibilities are being properly discharged;
- documented inspection plans are in place for covered piping systems;
- intervals and extent of inspections are adequate for covered piping systems;
- all general types of inspection and surveillance are being adequately applied;
- inspection data analysis, evaluation, and corrective action adequate;
- all report findings and observations comply with this code.

The customer shall receive a report of the audit team's findings. When deficiencies are found, the customer shall authorize inspection agency staff 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 reviewed during subsequent audits.

6.2 Interval/Frequency and Extent of Inspection

6.2.1 General

To ensure equipment integrity, all piping systems and pressure-relieving devices shall be subjected to the external frequencies provided in this section. Scheduled inspections shall be conducted on or before the due date and, if possible, conducted over a period of inspection. Inspections that have been delayed, in accordance with API 570, and found to have acceptable risk for an extension of the due date are not considered overdue until the end of the documented extension period. See 7.10 for more information and requirements on overdue inspections. Extension details and inspection intervals are provided.

The appropriate inspection shall provide the information necessary to determine that all of the essential elements or components of the equipment are able to operate with the next scheduled inspection. The risk associated with operational shutdown and start-up and the possibility of increased corrosion due to exposure of equipment sections to air and moisture during shutdown should be evaluated when an internal inspection is being planned.

This code is based upon inspecting a representative sampling of inspection locations on selected piping with specific intent to detect 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 requirements at the time of installation. The purpose of installation inspection is to verify that the piping is clean and safe for operation, and to initiate place inspection records for the piping systems. The minimum installation inspection should include the following items:

- verifying that piping is installed correctly, supports are adequate and located, counter attachments such as supports, shoes, hangers are secured, insulation is properly installed, flanged and other mechanical connections are properly assembled and the piping is clean and dry;
- verifying the pressure-relieving devices satisfy design requirements (correct device and correct set pressure) and are properly installed.

The installation inspection should document base-line thickness measurements to be used as initial thickness readings for corrosion rate calculations at low or normal and minimum thickness data in specifications, and design data for stress analysis. This will also facilitate the location of an accurate corrosion rate calculation after the first in-service thickness measurements are recorded.

6.2.2 Piping Service Changes

If the service conditions of the piping system are changed, it will exceed the current operating envelope (e.g. process conditions, 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 reused. Also, the allowable service conditions and the inspection interval shall be established for the new service.

6.3 Piping Inspection Planning

6.3.1 General

The frequency and extent of inspection on piping systems whether above or below ground depend on the form of degradation that can affect the piping and service conditions of a piping system. The various forms of degradation that can affect piping are described in Table 1 and API 570 in more detail. A simplified classification of piping based on the mechanism of failure is defined in 6.3.4. As described in 6.3.1, inspection intervals based on probability and consequences of failure is referred to as RBI.

The complete piping classification scheme in 6.3.4 is based on the consequences of a failure. The classification is used to establish frequency and extent of inspection. The classification may result in more extensive classification changes that more numerous inspection requirements for various piping classes. The consequences assessment used to establish the primary for inspection (i.e. leak, environmental impact, and other potential effects associated with a failure).

After an initial inspection is conducted, the results can be used to establish a piping system inspection strategy and define the following:

- the appropriate inspection methods, such as NDE and techniques to be utilized based on the expected form of degradation.

6.3.2 RBI for Inspection Planning

- the need for pressure testing after damage has been repaired or after repairs or modifications have been completed; and
- the prevention and mitigation actions that could reduce the probability and consequences of a piping failure.

An RBI assessment may be used to increase or decrease the inspection interval described in Table 2. Similarly, the extent of inspection may be increased or decreased beyond the length in Table 3, by an RBI assessment. When used to increase inspection intervals or the extent of inspection, RBI assessments shall be conducted at minimum not to exceed the respective limits in Table 2, or more than 10 years after the last inspection, or equipment, or consequence changes. These RBI assessments shall be reviewed and approved by a piping engineer and authorized piping inspection intervals not to exceed the respective limits in Table 2, or more than 10 years after the last inspection, 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:

- corrosion rate and remaining life calculations;
- piping service classification (see 6.3.4);
- applicable jurisdictional requirements;
- agreement of the inspector, the piping engineer, the piping engineer supervisor, or a mutually specified, based on operating conditions, previous inspection history, current inspection results, and conditions that may warrant suspension of inspections covered in 6.3.3.

The owner shall be the inspector shall establish inspection intervals for thickness measurements and external visual inspection and, where applicable, for internal and supplementary inspections.

Thickness measurements should be scheduled at intervals that do not exceed the interval at one half the remaining life determined from corrosion rates indicated in 7.1.1 or the maximum intervals as prescribed in Table 2. Shorter intervals may be appropriate under certain circumstances. Prior to using Table 2, corrosion rates shall be established in accordance with 7.1.1.

Table 2 contains recommended maximum inspection intervals for Classes 1, 2 and 3 of piping systems described in 6.3.4, as well as recommended intervals for inspection points and GMA intervals. Inspection intervals for Class 4 piping are left to the determination of the owner based upon reliability and business needs.

The inspection interval shall be reviewed and adjusted as necessary after each inspection or significant change in operating conditions. General measures include corrosion, 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 inspection efforts to be focused on piping systems that may have the highest potential consequences if failure or loss

of containment occurs. In general, the higher classified systems require more extensive inspection of critical elements in order to assure full integrity for continued safe operation. Classifications should be based on piping safety and environmental effects should a leak occur.

Consequences shall include a range of process piping risks involved, including their classifications. API 570 and API 571 provide information that may be helpful in classifying piping systems according to the potential severity of the process failure event.

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 resulting in an immediate emergency if a failure 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:

- flammable services that can auto-ignite and lead to brittle fracture;
- pressurized services that can rapidly vaporize during release, creating vapors that can collect and form an explosive mixture, such as CO, CO₂, and C₄ 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 constant with high-temperature services);
- hydrogen sulfide (greater than 3% weight) in a gaseous stream;
- anhydrous hydrogen chloride;
- hydrochloric acid;
- piping over or adjacent to water and piping over public thoroughways (refer to Department of Transportation and US Coast Guard regulations for inspection of over water piping);
- flammable services operating above their auto-ignition 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 related auxiliary piping. Typical examples of these services include but are not necessarily limited to those containing the following:

- on-site hydrocarbons that will slowly vaporize during release such as those operating below the flash point;
- hydrogen, fuel gas, and natural gas;
- on-site acidic solids and caustics.

6.3.4.4 Class 3

Services that are flammable but do not significantly vaporize when they leak and are not located in high-activity areas are in Class 3. Services that are potentially harmful to human tissue but are located in remote areas may be included in this class. Examples of Class 3 services include but are not necessarily limited to those containing the following:

- on-site hydrocarbons that will not significantly vaporize during release such as those operating below the flash point.

- h) distribute and protect keys to and from storage and loading.
- i) leak monitoring.
- j) effects odds and evens.

6.3.4.5 Class 4

Services that are essentially nonferrous and long-life 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 services include, but are not necessarily limited to those including the 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 B31.3, Category D services.
- g) plumbing and sewers.

6.4 Extent of Visual External and CUI Inspections

External visual inspection, including inspection for CUI, should be conducted at maximum intervals listed in Table 2 to evaluate items such as those in API 574. Alternatively, external visual inspection intervals can be established by using revised RBI assessment conducted in accordance with API 580. This external visual inspection for potential CUI is also to assess condition and shall be conducted on all piping systems susceptible to CUI listed in API 574. The results of the visual inspection should be documented to facilitate follow-up inspection.

Following the external visual inspection of susceptible systems, 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 of higher categories may result in CUI in lower areas remote from the damage. HDB inspection for CUI should also be conducted as listed in Table 3 at suspect locations finding the temperature criteria listed in API 574. RT or condition record and visual inspection is normally required for this inspection at damaged or suspect locations. Only HDB assessment methods may be used where applicable. If the inspection of the damaged or suspect areas has been completed, CUI assessment areas should be inspected and where warranted up to 100 percent of the area should be inspected.

The extent of the CUI program described in Table 3 should be considered as target levels for piping systems and locations with no CUI inspection requirements. It is recognized that some factors may affect the extent of CUI to include:

- a) local climate conditions.
- b) inspection design and maintenance.
- c) making records.

d) service conditions.

Facilities with CUI inspection experience may increase or reduce the CUI inspection extent of Table 3. An exact accounting of the CUI inspection extent is not required. The owner/user may confirm inspection targets with operational history or other documentation.

Piping systems that are known to have a remaining life of over 10 years or that are effectively protected against external corrosion need not be included for the HDB inspection recommended in Table 3. However, the condition of the insulation system or the outer jacketing, such as a cold-chamber, should be observed 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 preclude the entrance of moisture.
- b) jacketed cryogenic piping systems.
- c) piping systems installed in a cold 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 external visual inspection on bare piping is to confirm 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 thickness measurement inspection should obtain thickness readings on a representative sampling of CUIs on each circuit (see 5.6). The representative sampling should include data for all the various types of components and conditions (operational and physical) found in each circuit. This sampling also should include CUIs with the earliest renewal dates as of the previous inspection. The more CUIs measured for each circuit, the more accurately the next inspection date will be represented. Therefore, scheduled inspection of circuits should obtain as many measurements as necessary.

The extent of inspection for insulation defects is covered in API 574.

6.6 Extent of Small-bore, Auxiliary Piping, and Threaded-connections Inspections

6.6.1 SGP Inspection

SGP (small bore auxiliary piping) should be inspected in accordance with all the requirements of this document.

SGP that is secondary process piping has different minimum requirements depending upon service classification. Class 1 secondary SGP shall be inspected at the same intervals as primary process piping. Inspection of Class 2 and Class 3 secondary SGP is optional. SGP designed to such as level indicators in Class 3 and Class 4 systems should be inspected where corrosion has been experienced or is anticipated.

Designs with CUIs should be treated in a separate piping circuit from the mainline piping. These designs or components are typically identified and documented in the inspection record by the inspector. Designs may be identified via one of the following methods: CUIs on design, inspection design, or design modification on small diameter design, such as vent and drain, and UT or RT on larger diameter designs.

6.6.2 Auxiliary Piping Inspection

Inspection of auxiliary SGP associated with instruments and machinery is optional and the need for which would typically be determined by risk assessment. Criteria to consider in determining whether auxiliary SGP will need special inspection include the following:

- a) classification.
- b) potential for environmental or fatigue cracking.
- c) potential for stresses based on experience with adjacent primary systems.
- d) potential for CUI.

6.6.3 Threaded-connections Inspection

Inspection of threaded connections will be according to the requirements listed above for small-bore and auxiliary piping. When selecting CUIs on threaded connections, include only those that can be inspected during scheduled inspections.

Threaded connections associated with machinery and subject to fatigue damage should be periodically assessed and monitored for possible removal with a thread and or according to welded 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) external piping wall thickness.
- e) whether or not the system can be maintained on stream.
- f) corrosion rate.
- g) instrument 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 relieving maintenance. PRDs shall be inspected, tested, and maintained in accordance with API 576 III.

6.7.2 Quality Assurance Programs for PRDs

Each repair organization shall have a fully documented quality assurance system. As a minimum, the following shall be included in the quality assurance manual:

- a) title page.
- b) introduction.

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
Inspection points: S/G	Five years	By class By class

NOTE: Thickness measurements apply to systems for which CUIs have been established in accordance with 5.6.1.
* Inspection intervals for secondary process instrumentation piping can also be established by a valid RBI analysis in accordance with API 580.
* See API 574 for more information on S/G statistics.

Table 3—Assessment of Extent of CUI Inspection Following Visual Inspection

Pipe Class	Approximate Amount of Follow-up Examination with HDB or Insulation Removal as Areas with Damaged Insulation	Approximate Amount of CUI Inspection by HDB or Insulation Removal as Areas with Damaged Insulation Temperature Ranges as Indicated in API 574
1	35%	50%
2	50%	33%
3	35%	16%
4	Optional	Optional

- c) contract logs.
- d) statement of authority and responsibility.
- e) organizational chart.
- f) scope of work.
- g) drawings and specification controls.
- h) requirements for material and part control.
- i) repair and inspection program.
- j) requirements for welding, HDB, and heat treatment.
- k) requirements for hole testing, sealing, leak testing, and coating.
- l) general example of the valve repair nomenclature.
- m) requirements for calibrating measurement and test gauges.
- n) requirements for updating and controlling copies of the quality control manual.

g) Sample limits

h) Training and qualifications required for repair personnel

i) 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 repair.

6.7.2 PRD Testing and Inspection Intervals

6.7.2.1 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 supplier's engineer, or other qualified individual per the engineer's quality assurance system.

6.7.2.2 Unless documented experience under an RBI assessment indicates that a longer interval is acceptable, test and inspection intervals for pressure-relieving devices in typical process services should not exceed:

a) Five years for typical process services; and

b) 10 years for steam (nonboiling) and noncombustible services.

When a pressure-relieving device is found to be in need of repair or check, the inspection and testing interval shall be reduced unless a review shows that the device will perform reliably at the current interval. The review should determine the cause of the failure or the reasons for the pressure-relieving device not operating properly.

7 Inspection Data Evaluation, Analysis, and Reporting

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:

$$\text{Remaining life (years)} = \frac{t_{\text{meas}} - t_{\text{corrosion}}}{\text{corrosion rate (in./in. (mm/mm) per year)}} \quad (1)$$

where:

t_{meas} is the actual thickness, in inches (millimeters), measured at the time of inspection for a given location or component as specified in 6.6

$t_{\text{corrosion}}$ is the required thickness, in inches (millimeters), at the same location or component as the latest measurement computed by the design formula (e.g., pressure and thickness) before corrosion allowance and manufacturer's tolerance are added

The LT corrosion rate of piping circuits shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (LT)} = \frac{t_{\text{meas}} - t_{\text{corrosion}}}{\text{time (years) between } t_{\text{meas}} \text{ and } t_{\text{corrosion}}} \quad (2)$$

The LT corrosion rate of piping circuits shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (LT)} = \frac{t_{\text{meas}} - t_{\text{corrosion}}}{\text{time (years) between } t_{\text{meas}} \text{ and } t_{\text{corrosion}}}$$

where:

t_{meas} is the thickness, in inches (millimeters), at the same location as actual measured at initial installation or at the commencement of a new corrosion rate environment

$t_{\text{corrosion}}$ is the thickness, in inches (millimeters), at the same location as actual measured during one or more previous inspections

The preceding formula 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 reflects the actual condition of the various pipe components. Statistical analysis employing point measurements is not applicable to piping systems with significant localized or unpredictable corrosion mechanisms.

LT and ST corrosion rates should be computed to see which results in the shortest remaining life as part of the data assessment. The authorized inspector, in consultation with a corrosion specialist, shall select the corrosion rate that best reflects the current process (see 6.3.8 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 at the time of the next inspection can be estimated:

a) A corrosion rate for a piping circuit may be established 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 established 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 items a) or b), the owner shall determine maintenance requirements 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 timing of these thickness measurements. Sufficient measurements shall be made over representative sections until the corrosion rate is established.

7.1.3 Existing Piping Systems

Corrosion rates shall be calculated on either a short-term or a LT basis.

LT calculations indicate that an inaccurate rate of deterioration has been assumed. The rate to be used for the next period shall be adjusted to agree with the actual rate found.

7.2 MAWP Determination

The MAWP for the continued use of piping systems shall be established using the applicable code. Computations may be made for known materials if the following essential details are known to comply with the code or codes of the applicable code:

a) applied wall to design temperature limits for specific materials

b) quality of materials and workmanship

c) inspection requirements

d) replacement of systems

e) any system 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 recomputed, the wall thickness used in those computations shall be the actual thickness as determined by inspection forces before the estimated corrosion loss before the date of the next inspection (see 6.5.3). Allowance shall be made for the other loadings in accordance with the applicable code. The applicable code formulas for stress and temperature variations from the MAWP are permitted provided all of the required code criteria are satisfied.

Table 4 contains two examples of calculations of MAWP assuming 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 systems with high risk, the piping engineer should consider increasing the required thickness to provide for unmeasured or unknown loading or unobserved 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 might affect their loss-carrying capability (pressure limits and other applicable limits (e.g., weight, wind, etc., per API 574-MASME FFS-1)) shall be evaluated for continued service. Fitness-for-service techniques, such as those documented in API 574-MASME 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 in excess of the corrosion allowance, a Fitness-for-Service assessment may be performed in accordance with one of the following sections of API 574-MASME FFS-1. This assessment requires the use of a future corrosion allowance, which shall be established based on 7.1.

1) Assessment of General Metal Loss—API 574-MASME FFS-1, Section 4

2) Assessment of Local Metal Loss—API 574-MASME FFS-1, Section 5

3) Assessment of Pitting Corrosion—API 574-MASME FFS-1, Section 6

b) To evaluate blisters and laminations, a Fitness-for-Service assessment should be performed in accordance with API 574-MASME 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 joint distortion, a Fitness-for-Service assessment should be performed in accordance with API 574-MASME FFS-1, Section 8.

d) To evaluate crack-like flaws, a Fitness-for-Service assessment should be performed in accordance with API 574-MASME FFS-1, Section 9.

e) To evaluate the effects of the damage, a Fitness-for-Service assessment should be performed in accordance with API 574-MASME FFS-1, Section 11.

7.5 Piping Stress Analysis

Piping shall be supported and guided to limit:

a) its weight to design limits

b) a stress sufficient to cause permanent elongation or contraction and

c) it does not violate secondary

Piping flexibility is of increasing concern the larger the diameter of the piping and the greater the distance between support and operating in continuous conditions.

Piping stress analysis to assess system flexibility and support adequacy is not normally performed as part of a piping analysis. However, many existing piping systems were analyzed as part of their original design or as part of a re-rating or modification, 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 evaluate the need for conducting a piping stress analysis.

Table 4—Two Examples of the Calculation of MAWP Utilizing the Use of the Corrosion Half-Life Concept

Example 1	
Design temperature/pressure	650 psig/400 °F (343 °C/204 °C)
Pipe description	305 10, standard weight, A 106-B
Outside diameter of pipe, D	10 in. (254 mm)
Allowable stress	20,000 psi (137,800 kPa)
Length of service life, L	10
Thickness determined from inspection	0.32 in. (8.13 mm)
Observed corrosion rate (see 7.1.1)	0.01 in./year (0.254 mm/year)
Half planned inspection	5 years
Corrosion allowance based on half of next inspection	$= 0.01 \times 0.01 \times 10 = 0.001 \times 10 = 0.01$ in. (0.254 mm)
MAWP in US customary (USC) units	$= 25,000 \times 0.001 = 25$ psi
in SI units	$= 172.4$ kPa
Conclusion OK	
Example 2	
Half planned inspection	5 years
Corrosion allowance based on half of next inspection	$= 0.01 \times 0.01 \times 10 = 0.001 \times 10 = 0.01$ in. (0.254 mm)
MAWP in USC units	$= 25,000 \times 0.001 = 25$ psi
in SI units	$= 172.4$ kPa
Conclusion	Must reduce inspection interval or determine that normal operating pressure will not exceed the new MAWP during the 5-year period, or reduce the piping before the 5-year period.
NOTE 1: psi = pounds per square inch gauge, kPa = pounds per square inch.	
NOTE 2: The formula for MAWP is from ASME B31.3, Equation 2b, where t is corroded thickness.	

See API 574 for more information on pressure design, minimum required and structural minimum thicknesses, including formulas, example problems and default values of suggested elements.

Piping stress analysis can identify the most highly stressed components in a piping system and predict the thermal environment of the system when it is placed in operation. This information can be used to concentrate inspection efforts at the locations most prone to fatigue damage from thermal expansion (heat-up and shutdown) cycles and/or creep damage in high-temperature piping. Comparing predicted thermal movements with observed movements can help identify the occurrence of unexpected operating conditions and deformation of guides and supports. Consultation with the piping engineer may be necessary to explain observed deviations from the analysis predictions, particularly for complicated systems involving multiple supports and guides between end points.

Piping stress analysis also can be employed to help solve observed piping vibration problems. The related frequencies in which a piping system will vibrate can be predicted by analysis. The effects of additional piping can be evaluated to assess its ability to control vibration by interrupting the system's natural frequencies beyond the frequency of excitation forces, such as machine rotational speed. It is important to determine that guides added to control vibration do not externally restrict thermal expansion.

7.6 Reporting 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 associated existing 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 expansion, relocation 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 maintainance integrity as follows:

- Fabrication, Construction and Design Information**—For example, NDRs, NTRs, weld maps, WPS/PQR, design specification data, piping design calculations, NDR records, final test records (pressure-relieving device design calculations and construction drawings).
- Inspection History**—For example, inspection reports and data for each type of inspection conducted to p. external external, thickness measurements) and inspection recommendations for repair. Inspection reports shall document the date of each inspection and/or examination, the date of the next scheduled inspection, the name (or initials) of the person who performed the inspection and/or examination, the serial number 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 shall be in accordance with API 580.
- Repair, Alteration and Relieving Information**—For example:
 - Repair and alteration forms prepared.
 - Records indicating that piping systems are in compliance with other related definitions. Inspection reports or recommendations for repair are suitable for continued service until repairs can be completed and.
 - Relieving documentation (including relieving calculations and new design conditions).

- Fitness-For-Service Assessment Documentation** Requirements are described in API 579-1/ASME FFS-1—Specific documentation requirements for the type of flaw being assessed are provided in the appropriate part of API 579-1/ASME FFS-1.

7.6.3 Operating and Maintenance Records

Operating and maintenance records, such as operating conditions, including process liquids that may affect mechanical integrity, changes in service, mechanical damage from maintenance should also be available to the inspector.

7.6.4 Computer Records

The use of a computer-aided system for storing, accessing, 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 primarily used for the following:

- storing and archiving the actual thickness readings;
- calculating short- and long-term corrosion rates, retirement dates, MAWP and reinspection intervals on a recurring basis by recurring-pipe basis;
- highlighting areas of high corrosion rates, piping critical sections for inspection, piping close to retirement, thickness, and other information.

7.6.5 Piping Check Records

The following information should be recorded for each piping check on which CRIs are located:

- material of construction/piping specification;
- operating and design pressures and temperatures;
- API 574 rating;
- process fluids;
- whether the check is a degrading inspection point, intermittent survey or other special check;
- the inspection rate and remaining service life of, at least, the limiting component item on the check;
- maximum interval for general inspection;
- minimum interval for thickness measurement;
- any unusual or localized corrosion mode that would require specialized inspection techniques;
- pressure relief features that might contribute to rapid component failure in the event of a process upset or loss of injection fluid flow.

7.6 Inspection (Schematic Drawings) (ISOs)

The primary purpose of inspection ISOs is to identify the location of CRIs and to identify the location of any recommended maintenance. Inspection ISOs are recommended and should contain the following:

- all significant components of the piping system to p. all valves, elbows, tees, branches, etc.;
- all secondary piping for Class 1 (or high consequence) RBI piping circuits;
- secondary piping up to the block valve that is normally used for Class 2 (or appropriate) RBI containment and rate;
- on CRIs with appropriate information to locate the CRI;
- adequate orientation and scale to provide legible detail;
- piping—change numbers and changes;
- construction drawing numbers;
- identification of temporary repairs.

Inspection ISOs are recommended for all piping and all Class 1 (or high consequence) RBI pipe rack piping on which CRIs have been identified for thickness measurement. Alternate methods for pipe rack piping which adequately describe the system without ISOs may be used.

Inspection ISOs are recommended for Class 2 (or appropriate) RBI consequence) risk piping with CRIs, except that odd type drawings may be used if all other details are shown. The use of block details or local concerns is permissible to show the location of CRIs on grid drawings.

Inspection ISOs do not need to be drawn to scale or show dimensions unless necessary to locate CRIs.

7.7 Inspection Recommendations for Repair or Replacement

A list of repair or replacement recommendations (includes recommendations for nonrecommendations) that protect piping integrity is required and shall be kept current. The recommendation tracking system shall include:

- recommended corrective action or repair and date;
 - priority or target date for recommended action;
 - piping system identifier (e.g. piping system or actual location) that the recommendation affects.
- A management system is required for tracking and reviewing outstanding recommendations on a periodic basis.

7.8 Inspection Records for External Inspections

Results of external piping system inspections shall be documented. A narrative or checklist format is recommended when documenting inspection results. The location of CRI locations, either by location (e.g. of a CRI, shall be identified. The location may be identified by establishing a CRI on the appropriate inspection ISO or with mark-up on 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 other material damage shall be reported and recorded in the owner's files. 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 in the inspection records.

7.10 Inspection Deferral or Interval Revision

Any piping circuit not inspected within the established interval is considered overdue for inspection. Under an acceptable alternative inspection plan is established by a defined process of the inspection interval is revised with appropriate analysis.

A deferral is appropriate when the piping circuit's current interval is still considered to be correct given the available data but an extension of the inspection rate based on a documented risk analysis process is permitted to the inspector. Deferrals are one-time, temporary extensions of piping inspection due dates and shall not be considered reinspection interval revisions.

An inspection interval revision is appropriate when review of the piping conditions and history indicates that the current inspection interval was not too conservative or overly basic requirements for external inspections are:

- the piping history and condition shall be reviewed by the inspector;
- interval revisions shall be documented by the inspector and should include the technical basis supporting the interval revision;
- the inspector shall approve an interval revision or deferral.

NOTE: If there are previously any unusual types of degradation involved in the inspection of the piping system, the inspector is advised to seek the guidance of the piping engineer or inspection of CRIs before interval changes are required.

8 Repairs, Alterations, and Retesting 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 to the extent practical for inspection repairs. ASME B31.3 is a minimum for design and construction of piping systems. However, most of the technical requirements on design, welding, examination, and materials also can be applied in the inspection, repair, and alteration of operating piping systems. When ASME B31.3 cannot be followed because of its new construction, materials (such as revised or new material specifications, inspection requirements, material test methods, and pressure ratings), the piping engineer or the inspector shall be guided by API 570 in lieu of strict conformity to ASME B31.3. As an example of intent, the phrase "principles of ASME B31.3" have 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 joints and modifications.

8.1.2 Authorization

All repair and alteration work shall be done by a repair organization as defined in Section 5 and shall be authorized by the inspector prior to its commencement. Authorization for repair work to a piping system may not be given without prior consultation with, and approval by, the piping engineer. The inspector will designate any inspection hold points.

required during the repair or alteration sequence. 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.

6.1.3 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/owner approval of on-stream 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 of cracks suspected of being caused by vibration, thermal cycling, thermal expansion problems, and environmental loading.

The inspector shall approve all repair and alteration work at designated hot spots and after the repairs and alterations have been satisfactorily completed in accordance with the requirements of API 570.

6.1.4 Welding Repairs (Excluding On-stream)

6.1.4.1 Temporary Repairs

For temporary repairs, including on-stream, a hot endorsement welded into elbows or butt-type transitions designed by the piping engineer may be applied over the damaged or extended 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 cases where the piping engineer will need to consult with a fracture expert, the design of temporary enclosures and repairs shall be approved by the piping engineer.

If the repair area is located (for example, piping or patches) and the SDR of the pipe is not more than 48,500 psi (335,000 kPa), and a Fitness-For-Service analysis shows it is acceptable, a temporary repair may be made by first welding in properly designed (all welding or plate patch over the crack or locally stressed area) then B 2.3 (or design considerations and Annex C for an example). The material for the repair shall match the base metal unless approved by the piping engineer. A fillet-welded patch shall not be installed on top of an existing fillet-welded patch. When installing a fillet-welded patch adjacent to an existing fillet-welded patch, the minimum distance between the toe of the fillet weld shall not be less than:

$$\sqrt{D}$$

where

D = the inside diameter, in inches (millimeters)

\sqrt{D} = the minimum required thickness of the fillet-welded patch (inches) (millimeters)

If a major leak, properly designed enclosures may be welded over the leak with the piping system in service provided the inspector is satisfied that adequate business reasons in the vicinity of the weld and the piping system can withstand welding without the discharge of flammable material damage, such as from a gas leak.

Temporary repairs should be removed and replaced with a reliable 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.

6.1.4.2 Permanent Repairs

Repairs to defects found in piping components may be made by preparing a welding process that completely restores the defect and then filling the groove with weld metal deposited in accordance with 6.2.

Corroded areas may be repaired with weld metal deposited in accordance with 6.2. Surface irregularities and contamination shall be removed before welding. Appropriate NDE methods shall be applied after completion of the weld.

It is feasible to take the piping system out of service, the defective area may be removed by cutting out a cylinder section and replacing it with a piping component that meets the applicable code.

Weld patches (flush patches) may be used to repair damaged or corroded areas if the following requirements are met:

- the patching process meets the following:
 - for Class 1 and Class 2 piping systems, the weld shall be 100% radiographed or equivalently tested using NDE procedures that are approved by the inspector;
 - 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.

6.1.4.3 Hot-Working Repairs (On-stream)

Temporary repairs of locally stressed sections or circumferential linear defects may be made on-stream by installing a properly designed and applied enclosure (e.g., hot-dip stamp, nonmetallic 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 repaired is (or may become) headfixed in service pressure (saw). The effect of encasing (wrapping) 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 leak sealing and leak-dispatching devices, including valves, shall be removed and appropriate repairs 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 leak sealing and leak-dispatching devices may remain in place for a longer period of time only if approved and documented by the piping engineer.

Procedures that include leak-sealing devices (patches) 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 existing material, the patching pressure on the device (especially when re-patching) and any resulting cracking forces and the risk of sealant extruding from the device. Risk values, as appropriate, for the risk of subsequent leakage at the patching device should be considered as stress-strain analysis of both the sealant and the seal area is completed.

See ASME PCC-2 for more information on temporary non-welded repairs for piping systems.

6.2 Welding and Hot Tapping

6.2.1 General

All repair and alteration welding shall be done in accordance with the processes 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 shall approve as a minimum the "Expendable Hot Tap Overlay" procedure in API 2201 for hot tapping performed on piping components. See API 577 for further guidance on hot tapping and welding in service.

6.2.2 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 system 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 hot tapping.

6.2.3 Preheating and PWHT

6.2.3.1 General

Refer to API 577 for guidance on preheating and PWHT.

6.2.3.2 Preheating

Preheat temperatures 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 initially PWHT as a code requirement (see note). This applies to piping components of the P-1 stress class in ASME B31.3. P-1 stress, with the exception of the 1/4 in. thick, also may reduce the 300 °F (150 °C) minimum preheat alternative when the piping system operating temperature is high enough to provide reasonably long-term and when there is no identifiable hazard associated with pressure testing, operation, and startup. The licensee should determine that the minimum preheat temperature is measured and maintained. 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 stress-relieving treatment.

Piping systems constructed of other stress-intensity requiring PWHT normally are postweld heat treated 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 circumferential cracking and whether the welding procedure will provide adequate toughness. Examples of situations where this alternative could be completed include seal welds, weld metal buildup at thin areas, and welding support structures.

6.2.3.3 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 6.2.3.2 for an alternative preheat procedure for some P-1 requirements. Exceptions for temporary repairs shall be approved by the piping engineer.

Local PWHT may be substituted for 360° bending on local repairs on all materials, provided the following preconditions and requirements are applied:

- The application is reviewed, and a procedure is developed by the piping engineer;
- In evaluating the suitability of a procedure, consideration shall be given to applicable factors, such as base metal thickness, thermal gradients, material properties, changes resulting from PWHT, the need for full-penetration welds, and surface and volumetric examinations after PWHT. Additionally, the bend and local stress and

distortion resulting from the heating of a local restrained area of the piping and shall be conducted in developing and evaluating PWHT procedures.

- A minimum of 300 °F (150 °C) or higher as specified by specific welding procedures, if maintained with welding;
 - 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 maintained by a suitable method of thermocouples in a minimum of two locations on the size and shape of the area being heat treated;
 - Controlled heat rates shall be applied to any branch connection or other attachment within the PWHT area;
 - This PWHT is performed for code compliance and not for environmental cracking resistance;
 - Design
 - but joints shall be full penetration groove welds;
- Piping components shall be replaced when repair is likely to be inadequate. 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 installed on piping systems provided the design, location, and method of attachment conform to the principles of the applicable code.
- Flare-welded patches require special design considerations, especially relating to weld-joint efficiency and device certification. Flare-welded 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 6.1.3 and meets either of the following requirements:
- the proposed patch provides enough strength equivalent to a reinforced opening designed according to the applicable code;
 - the proposed patch is designed to absorb the membrane stress of the part in a manner that it is in accordance with the principles of the applicable code, if the following criteria are met:
 - the allowable membrane stress is not exceeded in the piping part or the patch;
 - the strain in the patch does not result in life-cycle stresses exceeding allowable stresses for such welds;
 - an overlay patch shall have rounded corners (see Annex C).

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 duty temperatures, ambient temperatures, heating and cooling media temperatures, and insulation.

6.2.5 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 material. For material selection requirements, see 6.6.

6.2.6 NDE

Acceptance of a welded repair or alteration shall include NDE in accordance with the applicable code and the exact user's specification, unless otherwise specified in API 570. The techniques and processes of API 577 shall also be

inspected. When surface and volumetric examinations are required, they shall be in accordance with ASME BPVC Section V (or equivalent).

B2.7 Pressure Testing

After welding is completed, a pressure test in accordance with 5.6 shall be performed if practical and deemed necessary by the inspector. Pressure tests are normally required after alterations and major repairs. See ASME PCC-3 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. Distributing appropriate NDE procedures for a pressure test after an alteration, repair, or repair may be done only after consultation with the Inspector and the piping engineer. For existing buried lines that are being pressure tested after repairs, reworking, or alterations, it is not necessary to stop installation on all existing welds. Pressure tests with longer hold times and observations of pressure gauges can be substituted for inspection expiring when the pipe is conducted with leak under the installation are acceptable.

When it is not practical to perform a pressure test of a final closure weld that joins a new or replacement section of piping to an existing system, at least the following requirements shall be satisfied:

- The new or replacement piping is pressure tested and certified in accordance with the applicable code governing the design of the piping system, or if not practical, welds are examined with appropriate NDE, as specified by the authorized piping engineer.
- The closure weld is a full-penetration butt weld between any pipe or standard piping component of equal diameter and thickness, properly aligned that meets any one of the following requirements:
 - align flanges for design stress up to Class 150 and 300 °F (65 °C) and
 - socket welded flanges or socket welds (unless for Class 150 or less and design stress up to Class 150 and 300 °F (65 °C))

A spacer designed for gasket seating under some other means shall be used to establish a maximum 1/16 in. (1.6 mm) gap. Socket welds shall be per ASME B31.3 and shall be a minimum of two passes.

- Any final closure weld shall be at least 1/16 in. (1.6 mm) or single-beam ultrasonic flaw detection may be used, provided the appropriate acceptance criteria have been established.

- UT or RT shall be performed on the root pass and the completed weld for both sides and on the finished weld for both sides.

The examination shall specify industry-qualified UT shall have examination for closure welds that have not been pressure tested and RT shall specify identified by the piping engineer or authorized piping inspector.

B.3 Re-rigging

Re-rigging piping systems by changing the temperature rating of the HAZOP may be done only after all of the following requirements have been met:

- Calculations are performed by the piping engineer or the Inspector.
- All re-rigging shall be installed in accordance with the requirements of the code to which the piping system was built or by consultation with the Inspector in the latest edition of the applicable code.

- Current inspection records clearly stating the piping system is satisfactory for the proposed service conditions and that the appropriate corrosion references is provided.

- Re-rigged piping systems shall be leak 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 documented records indicate a previous leak test was performed at a pressure equal to or greater than the test pressure for the new condition. An increase in the testing temperature that does not affect allowable tensile stress does not require a leak test.

- The piping system is checked to affirm that the required pressure relieving devices are present, are set at the appropriate pressure, and have the appropriate capacity at the pressure.

- The piping system re-rigging is acceptable to the Inspector or piping engineer.

- All piping components in the system (such as valves, flanges, bolts, gaskets, packing, and expansion joints) are adequate for the new combination of pressure and temperature.

- Piping flexibility is adequate for design temperature changes.

- Ascorrosion engineering records are updated.

- A decrease in maximum operating temperature is justified by impact test results, 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 defined from other process piping inspection because significant soil distribution can be caused by corrosion soil conditions and the inspection can be influenced by the insensitivity of the affected areas of the piping. Inspection, non-mandatory references for underground piping inspection are API 874 and the following NACE documents: RP0105, RP0274, and RP 0275 and API 651.

9.2 Types and Methods of Inspection

9.2.1 Above-grade Visual Surveillance

Indicators of leaks in buried piping may include a change in the surface contour of the ground, displacement of the soil, settling of piping supports, frost heaving, bubbling water surfaces, or noticeable odor. Surveying the results of visual piping is one method of identifying problem areas.

9.2.2 Close-interval Potential Survey

The close-interval potential survey performed at ground level near the buried pipe can be used to locate active corrosion points on the pipe's surface.

Corrosion cells can form on both bare and coated pipe where the bare steel contacts the soil. Since the potential at the ends of corrosion cells is measurably different from an adjacent area on the pipe, the location of the corrosion activity can be determined by the survey technique.

9.2.3 Pipe Coating Holiday Survey

The pipe coating holiday survey can be used to locate coating defects on buried steel pipes, and it 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 existing coatings on buried piping that has been observed for an extended period of time.

From survey data, the coating effectiveness and rate of coating deterioration can be determined. This information is used both for predicting corrosion activity in a specific area and for forecasting replacement of the coating for section control.

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 concentrations of the soils can be determined by a measurement of the soil resistivity. Lower levels of resistivity are relatively more conductive 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 Four-Pin Method in accordance with ASTM G57. In cases of parallel pipes or in areas of intersecting pipelines, it may be necessary to use the Simple Pin Method to accurately measure the soil resistivity. For measuring resistivity of soil samples from soil holes or excavations, a soil test device as a common means for obtaining accurate results.

The depth of the piping shall be considered in selecting the method to be used and the location 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

Corrosion protected buried piping should be monitored regularly to ensure adequate levels of protection. Monitoring should include periodic 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 components, such as impressed current rectifiers, is required to ensure reliable system operation.

Refer to NACE RP0109 and Section 11 of API 651 for guidance applicable to inspecting 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 complete guide to these can be found in API 874. Some methods can indicate the external or wall condition of the piping, whereas other methods indicate only the internal condition. Examples are as follows:

- In-line inspection (ILI) tools commonly referred to as "snouts" or "intelligent pigging". This method involves the insertion and travel of a device (pig) through the piping after which it is inspected or after it has been removed from service. A wide array of devices can employ different methods of inspection utilizing magnetic flux leakage (MFL), UT, optical, laser, and electromagnetic techniques. The line to be inspected should be free from restrictions 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 techniques. The line should also have sufficient line clearance for launching and recovering the pigs or have a device that allows the location of temporary launch/retrieving equipment.

- 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.

- Excavation—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 the thickness and internal condition using the methods discussed in 8.4.6. Care should be exercised in removing soil from above and around the piping to prevent damaging the line or line coating. The soil low below (underneath) of soil should be removed promptly to avoid this possibility. If the excavation is sufficiently deep, the sides of the trench should be properly shored to prevent soil collapse, in accordance with OSHA regulations, where applicable. If the existing or existing is deteriorated or damaged, it should be repaired in that area to restore the condition of the underlying metal.

9.2.7 Externally Applied Sacrificial Anodes

An array of techniques are now available that can be externally applied to the pipe at a location and screen reflect away from that position. These techniques may require some excavation but considerably less than a full extent excavation. Typical of these techniques is LUT (Laser Ultrasonic Testing) or ground wave UT. These techniques allow 10 ft or longer distances to be assessed from one installation and provide a consistent assessment of the pipe. Distance involved and the degree of deterioration is a function of the applied technology and pipe conditions including degree of corrosion, external and internal coatings and soil conditions.

Other techniques employing ultrasonic may be used to screen several feet from one location and the results for assessing damage in locations such as soil to soil interfaces.

9.3 Frequency and Extent of Inspection

9.3.1 Above-grade Visual Surveillance

The owner should, at approximately six-month intervals survey the outside condition on and adjacent to each pipe-to-soil 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 protective potential throughout its length. For poorly coated pipes where cathodic protection potentials are maintained, the survey may be conducted at five-year intervals for verification of continuous corrosion control.

For piping 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 sites where where corrosion cells have been located to determine the extent of corrosion damage. A continuous potential profile or a close-interval survey may be required to locate active corrosion cells.

9.3.3 Pipe Coating Holiday Survey

The frequency of pipe coating holiday surveys is usually based on information on external form of corrosion control. For example, on a coated pipe where 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 evaluate the coating.

9.3.4 Soil Resistivity

For piping buried in lengths greater than 100 ft (30 m) and not cathodically protected, evaluations of soil resistivity should be performed at five-year intervals. Soil resistivity measurements may be used for relative determination of the soil resistivity (see 9.1.4). Additional factors that may include soil conditions are changes in soil chemistry and moisture of the polarization resistance of the soil and piping surface.

9.3.5 Cathodic Protection

If the piping is cathodically protected, the system should be monitored at intervals in accordance with Section 16 of NACE RP0109 or API 651.

9.3.6 External and Internal Inspection Intervals

If internal corrosion of buried piping is expected as a result of exposure to 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 accelerated internal corrosion in such cases.

The external condition of buried piping that is not externally protected should be determined by either pigging, which can measure wall thickness, or by examining according to the frequency shown in Table 6. Significant external corrosion detected by pigging or by other means may require examination and evaluation even if the piping is externally protected.

Piping inspected periodically by examination shall be inspected in lengths of 5 ft to 6 ft (2.0 m to 2.5 m) at one or more locations judged to be most susceptible to corrosion. Exempted piping should be inspected full circumferences 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 examined until the extent of the condition is isolated. If the average wall thickness is at or below minimum thickness, it shall be repaired 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:

- both ends of the casing extend beyond the ground line
- the ends of the casing are sealed if the casing is not self-draining, and
- the pressure-equalizing pipe is properly sealed and vented

6.3.7 Leak-Testing Intervals

An alternative or supplement to inspection is leak testing with liquid at a pressure at least 10% greater than maximum operating pressure at intervals not less than the length of those shown in Table 6 for piping not externally protected and at the same intervals as shown in Table 6 for externally 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 noted and, if necessary, the line repressurized 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. Gas-leak detectors may be helpful in locating leaks during leak testing.

Buried piping also may be surveyed for integrity by using temperature-corrosion rate 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 sulfur hexafluoride). If the tracer is added to the system fluid, the operator shall confirm suitability for process and product.

Table 2—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 renewed and inspection responsibility for coating repairs. No repairs shall be needed that the coating meets the following criteria:

- it has sufficient adhesion to the pipe to prevent underfilm migration of moisture.

- it is sufficiently durable to resist peeling,
- it is free of voids and gaps in the coating (holidays),
- it has sufficient strength to resist damage due to handling and soil stress,
- 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 values for the coating material and thickness. Any holidays found shall be repaired and retested.

9.4.2 Clamp Repairs

If piping leaks are stopped and repaired, the location of the clamp shall be logged in the inspection record and may be surface corroded. Both the master and the record shall note the date of installation and the location of the clamp. All clamps shall be covered temporarily. The piping should be permanently repaired at the first opportunity.

9.4.3 Welded Repairs

Welded repairs shall be made in accordance with B.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 verify inspectors with the scope of API 570 shall be based on the current API 570 Inspector Certification Study of Knowledge as published 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 when combined shall be equal to at least one of the following:

- a Bachelor of 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
- a two-year degree or equivalent 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
- 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
- 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 the parameters 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 contained in the API 570, over the most recent three-year certification period.

NOTE: Inspection activities refer to either API inspection documents (NDE, rework, repair, removal, or welding documents) or may be substituted here.

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 included 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 recertify as required in A.3.1.

Annex B (Informative) Requests for Interpretations

Requests for Interpretations

B.1 Introduction

API will consider written requests for interpretations of API 570. API will not make such interpretations in writing after consultation, if necessary, with the appropriate committee officers and the committee membership. The API committee responsible for maintaining API 570 meets regularly to consider written requests for interpretations and revisions, and to develop new criteria or changes 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, deny, or endorse any item, construction, proprietary device, or activity and accordingly requires requests for such consideration will be reviewed. Moreover, API does not act as a consultant in 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.

As inquiries that do not provide the information needed for full understanding will be returned.

B.2 Inquiry Format

Inquiries shall be limited initially 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:

- Scope**—The inquiry shall involve a single subject or closely related subjects. An inquiry letter containing unrelated subjects will be returned.
- 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, paragraph, figure, and table.
- Inquiry**—The inquiry shall be stated in a condensed and precise question format, stating appropriate background information and, where appropriate, accompanied in such a way that "yes" or "no" (perhaps with provision) would be a suitable reply. This inquiry statement should be technically and editorially correct. The inquiry shall state what the requester desires API 570 requires. If in the opinion of the committee 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 Response

Responses to previous requests for interpretation can be found on the API website at <http://www.api.org/standards/interpretations>.

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 E308L or E309L, 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 materials. These electrodes should also be used on lower grades of material when the temperature of the material is below 52 °F (10 °C). The piping engineer should be consulted for cases involving different materials.

When AWS E308L or E309L electrodes are used on void number 2 and 3 (see Figure C.1 below), the beads shall be deposited by starting at the bottom of the assembly and welding upward. The diameter of these electrodes should not exceed 7/16 in. (11.3 mm). Electrodes larger than 7/16 in. (11.3 mm) may be used on void number 1 (see Figure C.1), but the diameter should not exceed 3/8 in. (9.5 mm).

The longitudinal welds (number 1, Figure C.1) on the reinforcing sleeve shall be filled with a suitable type of mild steel radiating pipe (see note) to empty during the weld to the side wall of the pipe.

NOTE: If the original pipe along weld number 1 has been checked thoroughly by ultrasonic methods and it is in sufficient condition for welding, a filling step is not necessary.

Welding and welding procedures for on-stream lines shall conform to API 2201.

C.2 Small Repair Patches

The diameter of electrodes 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 void beads connected with low-hydrogen electrodes should be avoided.

Welding and welding procedures for on-stream lines shall conform to API 2201.

Examples of such repair patches are shown below in Figure C.2.

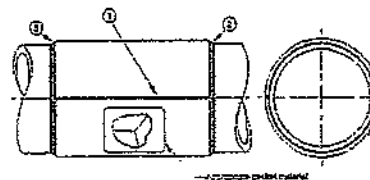


Figure C.1—Enchained Repair Sleeve

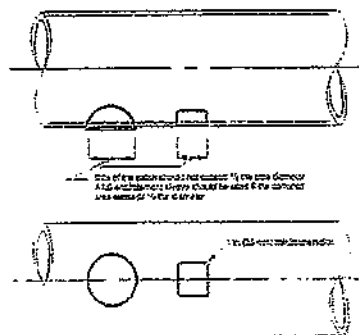


Figure C.2—Small Repair Patches

THERE'S MORE WHERE THIS CAME FROM.

API provides additional resources and programs to the oil and natural gas industry, which are based on API Standards. For more information, contact:

API MONOGRAM™ LICENSING PROGRAM
Phone: 202-682-4791
Fax: 202-682-8070
Email: certification@api.org

API QUALITY REGISTRAR (APIQR®)
• ISO 9001 Registration
• ISO/TS 29001 Registration
• ISO 14001 Registration
• API Spec Q1® Registration
Phone: 202-682-4791
Fax: 202-682-8070
Email: certification@api.org

API PERFORATOR DESIGN REGISTRATION PROGRAM
Phone: 202-682-8490
Fax: 202-682-8070
Email: perfdesign@api.org

API TRAINING PROVIDER CERTIFICATION PROGRAM (API TPCP™)
Phone: 202-682-8490
Fax: 202-682-8070
Email: tpcp@api.org

API INDIVIDUAL CERTIFICATION PROGRAMS (ICP™)
Phone: 202-682-3964
Fax: 202-682-8348
Email: icp@api.org

API ENGINE OIL LICENSING AND CERTIFICATION SYSTEM (EOLCS)
Phone: 202-682-8516
Fax: 202-682-4739
Email: eolcs@api.org

API PETROTEAM (TRAINING, EDUCATION AND MEETINGS)
Phone: 202-682-5195
Fax: 202-682-8222
Email: petroteam@api.org

API UNIVERSITY™
Phone: 202-682-5195
Fax: 202-682-8222
Email: training@api.org

Check out the API Publications, Programs, and Services Catalog online at www.api.org



Copyright © 2004 API. All rights reserved. API and Monogram are registered trademarks of API. ISO 9001, ISO 14001, and ISO/TS 29001 are registered trademarks of ISO. API and Monogram are registered trademarks of API. API and Monogram are registered trademarks of API.



12251, Street NW
Washington, DC 20004-4500
USA
202-682-5500

Additional copies are available through Technet
Phone Order: 1-800-495-9777 (Not free in the U.S. and Canada)
Fax Order: 202-682-8070 (Not free in the U.S. and Canada)
Online Order: www.technet.com

Information about API Publications, Programs and Services is available on the web at www.api.org

Product No. C07001

4	Repairs, Alterations, and Relining of Piping Systems	51
4.1	Repairs and Alterations	51
4.2	Welding and Hot Tapping	53
4.3	Relining	55
5	Inspection of Buried Piping	57
5.1	General	57
5.2	Types and Methods of Inspection	57
5.3	Frequency and Extent of Inspection	58
5.4	Repairs to Buried Piping Systems	59
5.5	Records	61
Annex A	(Informative) Inspector Certification	62
Annex B	(Informative) Requests for Interpretations	63
Annex C	(Informative) Examples of Repairs	64
Tables		
1	Some Typical Piping Damage Types and Mechanisms	21
2	Recommended Maximum Inspection Intervals	43
3	Recommended Extent of CUI Inspection Following Visual Inspection	43
4	Two Examples of the Calculation of MAWP Illustrating the Use of the Corrosion Allowance Concept	47
5	Frequency of Inspection for Buried Piping Without Effective Cathodic Protection	59
Figures		
1	Typical Interferon Point Piping Circuit	25
C.1	Uninhibited Repair Sleeve	55
C.2	Small Repair Patch	55

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 their associated pressure-relieving devices that have been placed in service.

1.1.2 Intent

The intent of this code is to specify the in-service 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 companies shall respond to any inspection results that require corrective actions to ensure the continued safe operation of piping.

API 570 was 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 organized technical agency, a repair organization, and technically qualified piping engineers, inspectors, and craftsmen, 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 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 the code shall govern.

1.2 Specific Applications

The term non-metallics has a broad definition and in this code refers to the fiber-reinforced plastic (FRP) composites, FRP (fiberglass-reinforced plastic) and GRP (glass-reinforced plastic). The unlined, generally homogeneous non-metallics, such as high and low-density polyethylene are excluded. Refer to API 574 for guidance on degradation and inspection issues associated with FRP piping.

1.2.1 Included Field Services

Except as provided in 1.2.2, API 570 applies to piping systems for process fluids, hydrocarbons, and similar materials or their field services, such as the following:

- a) raw hydrocarbons and hydrocarbon products;
- b) raw materials and finished chemical products;
- c) synthesis gases;
- d) hydrogen technologies, fuel gas, and flare systems;
- e) sour water and hydrogen sulfide streams above threshold limit values defined by governmental regulations.

2	API 570
1	Hazardous chemicals above threshold limit values defined by governmental regulations
2	Hydrocarbons above 100 psig, 100°F, and liquid or
3	High-pressure gases greater than 150 psig such as G10, G11, G12, G13, and 100°F
1.2.2	Optional Piping Systems and Field Services
1	The field services and classes of piping systems listed below are optional with regard to the requirements of API 570
2	Field services that are optional include the following:
1	Hazardous field services below threshold limits as defined by governmental regulations
2	Water (excluding fire protection systems), steam, steam condensate, boiler feed water, and Company C fluid services, as defined in ASME B31.3
3	Other classes of piping systems that are optional are those that are excluded into the non-metallics piping construction code
1.2.3	Fit-for-Service and Risk-Based Inspection (RBI)
1	The inspection code recognizes Fit-for-Service concepts for evaluating in-service damage of pressure-containing equipment. API 570 provides detailed assessment procedures for specific types of damage that are referenced in this code. The inspection code recognizes RBI concepts for determining inspection intervals. API 570 provides guidance for conducting a risk-based assessment.
2	Normative References
1	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.
1	API Publication 510, Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration
1	API Recommended Practice 571, Damage Mechanisms Affecting Fired Equipment in the Refining Industry
1	API Recommended Practice 574, Inspection Practices for Piping System Components
1	API Recommended Practice 576, Inspection of Pressure-Relieving Devices
1	API Recommended Practice 577, Welding Inspection and Metallurgy
1	API Recommended Practice 578, Master Verification Program for New and Existing Piping Systems
1	API Standard 579-1, ASME FFS-1, Fitness-for-Service
1	API Recommended Practice 580, Risk-Based Inspection
1	API Recommended Practice 581, Risk-Based Inspection Technology
1	API Standard 585, Valve Inspection and Testing
1	API Recommended Practice 581, Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks

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

API Recommended Practice 700, Management of Process Hazards
API Publication 2201, Safe Hot Tapping Practices in the Petroleum and Petrochemical Industries
ASME B16.34, Valves—Flanges, Threaded and Welding End
ASME B31.3, Process Piping
ASME B31.9, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines
ASME B31.1, Code Case 175-101
ASME B31.1, Section VIII, Division 1, Subpart 1, Nondestructive Examination
ASME B31.1, Section VIII, Division 1, Subpart 2
ASME B31.1, 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-1, A Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing
ASNT CP-189, Standard for Qualification and Certification of Nondestructive Testing Personnel
ASTM G57.2, Method for Field Measurement of Soil Redox Activity Using the Vector Field Electrode Method
API 570, A Practical Guide to Field Inspection of FRP Equipment and Piping
ASME RP 0100, Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems
ASME RP 0100, Protection of Austenitic Stainless Steels and Other Alloyed Steels from Polyphosphate and Sulfate Corrosion Cracking During Shutdown of Refinery Equipment
ASME RP 0214, High-Voltage Electrical Inspection of Pipeline Coatings Prior to Installation
ASME RP 0215, Application of Organic Coatings to the External Surface of Steel Pipes for Underground Service
ASME RP 0216, Refinery Equipment and Process Making Points
NFPA 704, Standard System for the Classification of the Hazard of Materials for Emergency Response

1 ASME International, 3 Park Avenue, New York, New York 10016-5900, www.asme.org
 2 American Society for Nondestructive Testing, 1711 Arling Lane, P.O. Box 2318, Columbus, Ohio 43228, www.asnt.org
 3 ASNT International, 100 New Market Drive, West Conshohocken, Pennsylvania 19381, www.asnt.org
 4 Materials Technology Institute, 1219 Fern Ridge Parkway, Suite 100, St. Louis, Missouri 63141-4405, www.mti.org
 5 ASME International, 11 River Street, Hartford, Connecticut 06103, www.asme.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 under 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 in any component that has design requirements affecting the pressure-containing capability or suitability of a piping system beyond the scope of its original design. The following are not considered alterations: component or equipment replacements and the addition of attachment attachments that do not require reinforcement or additional support.

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 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 referenced term of ASME B31.3, *Process Piping*, published by the American Society of Mechanical Engineers.

3.1.5 authorization

Agreement to perform a specific activity (e.g., repair) on the activity being performed.

3.1.6 authorized inspection agency

Defined as any of the following:

- the inspection organization of the jurisdiction in which the piping system is used;
- an inspection organization of an insurance company that is licensed or regulated by state authority for piping systems;
- an owner or user of piping systems who maintains an inspection organization for activities relating only to his equipment and not for piping systems operated by third parties;
- an independent inspection organization employed by or under contract to the owner or user of piping systems that are used only by the owner or user and not for safety or health;
- an independent inspection organization licensed or regulated by the jurisdiction in which the piping system is used and is regulated 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 entitled to perform the functions specified in API 570. An NDE examiner is not required to be an authorized piping inspector. Whenever the term inspectors is used in API 570, it refers to authorized piping inspectors.

3.1.8 auxiliary piping

Instruments and machinery piping, typically installed secondary process piping that can be isolated from primary piping systems. Examples include flush lines, cool air lines, analyzer lines, balance lines, buffer gas lines, drains, and vents.

3.1.9 corrosion monitoring locations

CMLs

Designated areas on piping systems where periodic examinations are conducted.

NOTE Previously, CMLs were referred to as "minimum monitoring locations" (MMLs). CMLs may contain one or more examination points. CMLs can be a pipe through a valve or flange or a weld or an area where CMLs are located on a piping system.

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 protection on FRP equipment, typically composed of an outer surface and a matrix layer with a specified thickness to provide the best overall resistance to chemical attack.

3.1.12 corrosion rate

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

3.1.13 corrosion specialist

A person competent to the engineer who is knowledgeable and experienced in the specific process chemistry, corrosion degradation mechanisms, materials selection, corrosion mitigation methods, monitoring, 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 substantial environmental degradation.

3.1.15 damage mechanism

Any type of deterioration anticipated in the safety and chemical process industry that can result in deterioration that can affect the integrity of piping (e.g., corrosion, cracking, erosion, dents, and other mechanical damage) or chemical leakage. See API 571 for a comprehensive list and description of damage mechanisms.

3.1.16 details

Components of a piping system that normally have no significant flow. Some examples would be blocked branches, lines with normally closed block valves, lines with one end blocked, process/line change support legs, stagnant section valve bypass piping, waste pump piping, liquid drains, relief valve lines and other header piping, pump kick bypass lines, high-point vents, sample points, drains, blowers, and instrument connections.

3.1.17 defect

An irregularity of a type or magnitude exceeding the acceptable criteria.

3.1.18 design pressure

The pressure at the most severe condition of service (stress or external pressure and temperature) to which a component is expected to be subjected during service.

3.1.19 design temperature of a piping system component

The temperature at which, under the maximum 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 temperature is determined by examination (or examination as defined elsewhere in this document).

NOTE These functions would be directly from sections conducted by NDE personnel using or during inspection.

3.1.20 examination point

Inspection point

Inspection point

Inspection 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 lines and vessels. CMLs may contain multiple test points.

NOTE Test points are a term no longer used as it refers to mechanical or physical tests (e.g., tensile tests or pressure tests).

3.1.21 examinations

Quality control functions performed by inspectors (e.g., NDTs).

3.1.22 examiner

A person who assists the inspector by performing specific NDE on piping system components that does not maintain the results of these 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 the conditions that could impact the piping system's ability to maintain pressure integrity or conditions that compromise the integrity of the piping and associated equipment, the supporting structures and attachments (e.g., standoffs, pipe supports, ladders, platforms, shoes, hangers, instrument, and small branch connections).

3.1.24 fitness-for-service evaluation

A methodology whereby flaws and other deterioration/damage sustained within piping systems are assessed in order to determine the structural integrity of the piping for continued service.

3.1.25 flange

Flange component usually associated with a change in diameter. Flanges are not considered joints.

3.1.26 flammable materials

As used in this code, includes liquid, vapor, and gases, which will support combustion. Refer to NFPA 704 for guidance on classifying fluids in B.3.4.

3.1.27 FRP specialist

A person competent to the engineer who is knowledgeable and experienced in FRPs, including 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 opposed to being localized in nature.

3.1.29 hold point

A point in the repair or alteration process beyond which work may not proceed until the required inspection has been performed and approved.

3.1.30 inspections

Flaws or other discontinuities noted during inspection that may be subject to acceptance criteria during an engineering and inspection analysis.

3.1.31 indication

A response or evidence resulting from the application of a nondestructive examination technique.

3.1.32 industry-qualified UT shear wave examiner

A person who possesses an ultrasonic shear wave qualification from the API (e.g., API QUTE) or an equivalent qualification approved by the authority.

NOTE Rules for equivalency are defined on the API QUTE website.

3.1.33 inspection point

Inspection points are locations where elements or process additions are introduced into a process stream. Common elements include: materials, process conditions, chemical treatments, oxygen enrichment, catalysts, and water washes. They must often be recognized as requiring special attention in developing the plan of inspection. Process additions, chemicals and water are injected into process streams in order to achieve specific process objectives.

NOTE Injection points do not include locations where two process streams join only for flow.

EXAMPLE: Chlorinating agents in reformers, water injection in overhead systems, polyethylene injection in catalytic cracking wet gas, sulfur injection in absorbers, and neutralizers.

3.1.34 in service

Piping systems placed in operation (installed).

NOTE 1 Some non-nuclear piping systems that are still under construction or in transportation are prior to being placed in 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 not considered to be "in service." Isolated spare piping is also considered in service, whereas spare piping that is not considered in service is not.

3.1.35 inspection

All inspection activities associated with piping that has been already placed in service, but before it has been retired.

3.1.53 inspection

The external, internal, or on-stream inspection (or any combination of the three) of piping condition conducted by the authorized inspector or his/her designee.

NOTE ICI may be conducted by someone at the discretion of the authorized piping inspector and become part of the inspection program. In the authorized piping inspector shall review and approve the results.

3.1.57 inspection code

Shorthand life for this code (API 570).

3.1.58 inspection plan

A documented plan for developing the scope, methods and timing of the inspection activities for piping systems, which may include recommended repair, and/or maintenance.

3.1.59 inspector

An authorized piping inspector.

3.1.60 integrity operating envelope

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 fluid under normal conditions.

3.1.62 jurisdiction

A legally established government jurisdiction that may encompass piping systems.

3.1.63 level bridge

A level bridge piping assembly attached to a vessel.

3.1.64 localized corrosion

Corrosion, any corrosion that is confined to a limited area of the metal surface.

3.1.65 lockout/tagout

A safety procedure used to ensure that piping is properly isolated and cannot be energized or put back in service until the completion of inspection, maintenance or servicing work.

3.1.66 major repair

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 in process or piping systems prior to implementation of the change.

3.1.68 material verification program

A documented quality assurance procedure used to ensure suitable alloy materials (including weldments and attachments where specified) to verify conformance with the chemical or specified alloy material designated by the specification.

NOTE The program may include a combination of methods for alloy material testing, physical component marking and program documentation.

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 scheduled 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 allowances for variations of pressure or temperature or both.

3.1.70 minimum design metal temperature

MDMT

The lowest temperature at which a significant pressure load (e.g., operating load, start-up surge, shutdown loads, etc.) can be applied to piping systems as defined in the applicable jurisdiction code.

EXAMPLE ASME B31.3, paragraph 302.2 "Temperature Limitations."

3.1.71 minimum required thickness

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

NOTE Allowable stresses for pipe are increased very slightly for service stresses in accordance with API 570-1, ASME B31.3.

3.1.72 out points

Points that are points of joining of process streams or differing composition, major temperature change, design condition, operating limits, or other process parameters are used to avoid corrosion problems. First, if process out points are problematic, however they need to be identified and controlled for possible degradation mechanisms.

3.1.73 nonconformance

An item that is not in accordance with specified design, standards or other requirements.

3.1.74 nonpressure boundary

Components and attachments of or to the piping that does not contain the process pressure.

EXAMPLE Cops, check valves, supports, man holes, knockouts, venturi, surge tanks, etc.

3.1.75 on-stream piping

Piping systems not included within the jurisdiction limits of a process unit, such as, a hydrocracker, an offshore crude oil or a refinery unit.

EXAMPLE Para-forming and other lower temperature piping outside the limits of the process unit.

3.1.76 on-stream piping

Piping systems included within the jurisdiction limits, such as, a hydrocracker, an offshore crude oil, or a refinery unit.

3.1.77 on-stream

A condition where in-service piping systems have not been prepared for an external inspection.

NOTE Piping systems that are on-stream can also be empty or may still have residual process fluids in them and may be carrying some of the process fluid.

3.1.78 on-stream inspection

An inspection performed from the outside of piping systems while they are in service using NDE procedures to establish the suitability of the pressure boundary for continued operation.

3.1.79 overdue inspection

Piping inspections for service equipment that have not been performed by their due dates documented in the inspection schedule.

3.1.80 overpressure piping

Piping located where leakage (liquid or solid) would result in discharge into streams, flows, etc., resulting in a potential environmental incident.

3.1.81 operator

An owner or user of piping systems who exercises control over the operation, engineering, inspection, repair, alteration, pressure testing, and safety of the piping.

3.1.82 authorized inspector

An authorized inspector employed by an employer who has qualified by written documentation under the provisions of Section 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 externally designated "pipe" in applicable material specifications.

NOTE Materials designated as "tube" or "tube" in the specifications are treated as pipe in this code when intended for pressure service.

3.1.84 pipeline piping

Process piping that is supported by continuous foundations or sleepers (including concrete piles and caissons).

3.1.85 piping design

A system of piping that is exposed to a pressure environment of similar severity of expected damage mechanisms and is of similar design conditions and construction material.

NOTE 1 Complete process units or piping systems are divided into piping design to manage the necessary inspection activities and maintenance.

NOTE 2 When establishing the boundary of a particular piping design, the inspector may also use it to provide a service boundary for maintenance and performing field inspection.

3.1.86 piping engineer

One or more persons or organizations responsible to the owner or user who are knowledgeable and experienced in the engineering disciplines associated with designing mechanical and material considerations affecting the design and reliability of piping components and systems. The piping engineer, by consulting with appropriate specialists, should be required to be competent to address necessary to properly address a technical requirement.

3.1.87 piping system

An assembly of interconnected piping elements that are subject to the same set of design conditions and is used to convey, distribute, mix, separate, discharge, meter, control, or store fluid flow.

NOTE Piping systems also include pre-engineered elements that are not under control elements, such as expansion tanks and heat exchangers.

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 specification.

NOTE These evaluations or tests can provide evidence or definitive information that is sufficient to verify the nominal alloy composition.

3.1.89 postweld heat treatment

PHW

Treatment which consists of heating an entire section or part of fabricated piping to an elevated temperature after completion of welding in order to relieve the detrimental effects of welding heat, such as residual stresses, reduce hardness, restore ductility, modify properties. See ASME B31.3 paragraph 303.

3.1.90 pressure boundary

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

NOTE Non-pressure boundary definition.

3.1.91 pressure design thickness

Minimum allowed pipe wall thickness needed to hold design pressure of the design temperature.

NOTE 1 Pressure design thickness is determined using the piping code formula, including needed maintenance thickness.

NOTE 2 Pressure design thickness does not include thickness for standard loads, corrosion allowance, or mill tolerances.

3.1.92 primary process piping

Process piping in normal, service condition that cannot be valued or, if it were valued, it would significantly affect unit operability. 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 procedures

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

NOTE A procedure may include material to be employed, equipment or material to be used, qualifications of personnel, and sequence of work.

3.1.74 process piping

Hydrocarbon or chemical piping located at, or associated with a refinery or manufacturing facility. Process piping includes process, 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 defined in 4.3.1.1.

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 renewal

Activity that consists of existing components, fitting, or portion of a piping system and replaces 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 following changes result in a change of design temperature or pressure, the requirements for re-rating also shall be satisfied: Any welding, cutting, or gouging operation on a pressure-containing piping component not specifically established in an alteration as a correction to a repair.

3.1.79 re-rate organization

Any of the following:

- an owner or user of piping systems who requires or allows his or her own organization in accordance with API 570;
- 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;
- one who is authorized by, acceptable to, or otherwise not prohibited by the jurisdiction and who makes repairs in accordance with API 570.

3.1.80 rating

Calculations to establish pressure and temperature appropriate for a piping system, including design pressure, temperature, MAWP, structural maximum allowed working pressure, etc.

3.1.81 re-rating

A change in the design temperature, design pressure or the MAWP of a piping system (sometimes called rating). A re-rating may consist of an increase, a decrease, or a combination of both. Re-rating takes original design conditions to a point to provide increased corrosion allowance.

3.1.82 risk-based inspection (RBI)

A risk assessment and risk management process that is based on inspection planning for piping systems for loss of containment in processing facilities, 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 internal thickness measurement (in CMR). See guidance contained in API 574.

3.1.84 secondary tender

An individual who joins and overfills cargo sub-inlets of FRP piping.

3.1.85 secondary process piping

Process piping, often GSP downstream of block valves that can be closed without significantly affecting the process unit operability.

3.1.86 structural maximum thickness

SBP

Piping that is less than or equal to NPS 2.

3.1.87 API-to-UL interface

SA

An area in which external corrosion may occur on partially buried pipe.

NOTE: The rate of the corrosion will vary depending on factors such as moisture, oxygen content of the soil, and operating temperature. The corrosion rate is considered to be from 12 in. (305 mm) below to 6 in. (150 mm) above the soil surface. Pipe meeting code with the soil surface that exceeds the soil is included.

3.1.88 repair

A section of piping is replaced by hanger or other connecting fittings such as unions.

3.1.89 structural maximum thickness

Maximum thickness without corrosion allowance based on structural and other testing.

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 accomplished within a time period acceptable to the inspector or piping engineer.

3.1.91 tank farm piping

Process piping that is tank farm direct or directly associated with a tank farm.

3.2 Acronyms

CMR	condition monitoring location
CMR	corrosion under insulation including strain corrosion resulting under insulation
FRP	fouling resistant plastic
LT	long term
MOC	management of change

MAWP

maximum allowable working pressure

MGR

manufacturer's data report

MIR

magnetic particle technique

MIR

method of repair

MPS

maximum pipe size allowed when specified by the specific case designation number without an end-cylinder

PCR

pressure containment report

PT

liquid penetrant technique

PVMT

pipe welding test technique

RBI

risk-based inspection

RT

radiographic examination (method) or radiography

RTP

radiographic technique (method)

SBP

structural maximum thickness

ST

short term

SMYS

specified minimum yield strength

UT

ultrasonic examination (method)

WPS

welding procedure specification

4 Owner/User Inspection Organization

4.1 General

An owner/user of piping systems shall exercise control of the piping system inspection program, inspection frequency, and maintenance and is responsible for the function 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 its piping systems.

Inspection operating envelopes (windows) should be established for process parameters both physical and chemical that could impact equipment integrity if not properly controlled. Examples of the process parameters include temperature, pressure, fluid velocity, pH, flow rate, chemical or water injection ratio, levels of corrosion inhibitors, chemical composition, etc. Key process parameters for safely operating envelopes should be identified and implemented, especially when limits are established, as needed, and deviations from these limits should be brought to the attention of responsible operating personnel. Particular attention to monitoring safely operating envelopes should also be provided during start-ups, 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, evaluating, and ensuring piping inspection systems and inspection procedures that meet the requirements of this inspection code. These systems and procedures will be contained in a quality assurance management system and shall include:

- organization and reporting structure for inspection personnel;
- documenting and maintaining inspection and quality assurance procedures;
- documenting and reporting inspection and test results;
- developing and documenting inspection plans;
- developing and documenting submittal requirements;
- developing and documenting the appropriate inspection methods;
- corrective action for inspection and test results;
- internal auditing for compliance with the quality assurance inspection manual;
- review and approval of drawings, design calculations, and specifications for repairs, alterations, and ratings;
- ensuring that all professional requirements for piping inspection, repair, alterations, and ratings are continuously met;
- reporting to the authorized piping inspector any process changes that could affect piping integrity;
- training requirements for inspection personnel regarding inspection tools, techniques, and technical knowledge base;
- providing necessary so that only qualified welders and procedures are used for all repairs and alterations;
- ensuring necessary so that only qualified NDE examiners and procedures are utilized;
- ensuring necessary so that only materials, conforming to the applicable section of the ASME Code are used for repairs and alterations;
- ensuring necessary so that all inspection measurement and test equipment are properly maintained and calibrated;
- ensuring necessary so that the work of inspection, repair, alterations, and ratings meet the same inspection requirements as the owner/user organization;
- internal auditing requirements for the quality control system for pressure-relieving devices.

4.2.1.2 MOC

The owner/user is also responsible for implementing 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 variables and alter the inspection plan to account for those changes. The MOC process should include the appropriate maintenance experience and expertise in order to effectively forecast what changes might affect piping integrity. The inspection group should be involved in the approval process for changes that may affect piping integrity. Changes to the hardware and the process shall be included in the MOC process to ensure no 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 workmanship necessary to maintain and repair the piping systems in accordance with the requirements of API 570.

4.2.4 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 prevent errors and require field activities to ensure that procedures are followed. The inspector is also responsible for extending the scope of the inspection (with appropriate consultation with engineering personnel) when justified depending 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., assistants and reporting personnel). Personnel performing NDE shall meet the qualifications in 4.3.5 but need not be authorized piping inspectors. However, all examination results shall be reviewed and accepted by the authorized piping inspector.

4.3 Examination

4.3.1 The examiner shall perform the NDE in accordance with job requirements

4.3.2 The examiner is not required to be certified in accordance with ASME 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 holding certifications in those procedures. Examples of other certifications that may be required include ASNT SNT-TC-1A, ASNT CP, ASNT, and ASNT CCA III.

4.3.3 The examiner's (employer's) minimum certification records at the company employed (including dates and results of personnel qualifications). These records shall be available to the inspectors.

4.2.6 Other Personnel

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

- any action that requires MOC
- operations outside defined integrity operating envelopes,
- changes in scope of feedstock and other process feeds,
- piping failures: repair actions conducted and before analysis reports,
- cleaning and demineralization methods used or other maintenance procedures that could affect piping and equipment integrity,
- reports of experiences that other plants have had with similar service piping and associated equipment failures,
- any unusual operations 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 inspector and/or engineer. A corrosion examination shall be conducted as needed to study potential damage mechanisms and specific known corrosion conditions only when a corrosion specialist should be consulted when developing the inspection plan for piping systems that operate in elevated temperatures above 750 °F (400 °C) and piping systems that operate below the design-basis reaction temperature.

5.1.1.2 The inspection plan is developed from the analysis of several sources of data. Piping systems shall be evaluated based on present or past types of damage mechanisms. The methods and the extent of NDE shall be selected to ensure they can adequately identify the damage mechanisms and the severity of damage. Determinations shall be conducted at intervals that consider the:

- type of damage,
- rate of damage progression,
- importance of the equipment to the type of damage,
- severity of the NDE method to identify the damage,
- maximum weights assigned to codes and standards, and
- extent of examination.

Additionally, the use of RBI (see 6.2) is recommended when developing the inspection plan, and it should remain updating history and MOC records that may impact inspection plans.

5.1.1.3 The inspection plan should be developed using the most appropriate sources of information including those referenced in Section 2. Inspection Plans shall be reviewed and approved as needed when conditions that may impact damage mechanisms or information rates are identified. 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 outline the inspection tasks and schedule required to monitor, identify, classify, and evaluate the condition of the piping systems. The plan should:

- define the types of inspection needed, e.g., internal external, on-stream (noninvasive),
- identify the main inspection date for each inspection type,
- describe the inspection methods and NDE techniques,
- describe the extent and locations of inspection and NDE at GALLS,
- describe the surface cleaning requirements needed for inspection and examinations for each type of inspection,
- describe the requirements of any needed pressure test (e.g., type of test, test pressure, test temperature, and duration), and
- provide any needed reports (known or previously planned before the upcoming inspection).

General inspection plans based on industry standards and practices may be used as a starting point in developing specific inspection plans. The inspection plan may or may not exist 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:

- describing the types of damage anticipated or experienced on the piping systems,
- defining the location of the expected damage,
- 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/examinations.

When the owner/user chooses to conduct an RBI assessment, it shall include a systematic evaluation of both the probability and the associated consequences of failure. In accordance with API 580, API 581, and ASNT, an RBI methodology shall list all of the key elements defined in API 580.

Identifying and evaluating potential damage mechanisms, current equipment condition and the effectiveness of the main inspection are important steps in assessing the probability of piping failure. Identifying and evaluating the process conditions, potential injury, environmental damage, equipment damage and equipment downtime are important steps in assessing the consequences of piping failure. Identifying history recording methods for key process variables is an important adjunct to RBI (see 6.1).

5.2.1 Probability Assessment

The probability assessment shall be in accordance with API 580 and shall be based on efforts of damage that could reasonably be expected to affect equipment in any particular service. Examples of known damage mechanisms are shown in Table 1. Additionally, the effectiveness of the inspection practices, rates, and techniques used for finding the potential damage mechanisms shall be considered.

Other factors that should be considered in a probability assessment include:

- appropriateness of the materials of construction,
- equipment design conditions relative to operating conditions,
- appropriateness of the design codes and standards utilized,
- effectiveness of corrosion monitoring programs,
- the quality of maintenance and inspection quality as measured by control programs,
- both the pressure rating and structural requirements,
- operating conditions both past and present.

Piping system data will be important information for the assessment when conducting a probability assessment.

5.2.2 Consequence Assessment

The consequences of a release is dependent on type and amount of process fluid contained in the equipment. The consequences assessment shall be in accordance with API 580 and shall consider the potential products that may occur as a result of that release, the size of a potential release, and the type of a potential release (pressure, explosion, fire, or toxic exposure). The assessment should also determine the potential outcomes that may occur 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

It is essential that all RBI assessments be thoroughly documented in accordance with API 580 clearly defining all the factors contributing to both the probability and consequences of a failure of the equipment.

After an RBI assessment is conducted, the results can be used to establish the equipment inspection plan and to refine the following:

- the most appropriate inspection and NDE methods, tools, and techniques,
- the extent of NDE (e.g., percentage of equipment to examine),
- the interval for internal/external inspection, external and on-stream inspections,
- the need for pressure testing after damage has occurred or after repairs/alterations have been completed,
- the prevention and mitigation steps to reduce the probability and consequences of equipment failure (e.g., repairs, process changes, inhibitors, etc.).

- a) during attachment activity an ascending piping of larvae continues
- 1) from the posterior end of the body to the anterior end (groups of 100 males)
- 2) from the anterior end of the body to the posterior end
- 3) from the head to the tail of the larvae
- 4) from the head to the tail of the larvae
- 5) from the head to the tail of the larvae
- 6) from the head to the tail of the larvae
- 7) from the head to the tail of the larvae
- 8) from the head to the tail of the larvae
- 9) from the head to the tail of the larvae
- 10) from the head to the tail of the larvae

Infection points are sometimes subject to feedback control from central or abdominal systems, especially those that are easy to detect as separate functional entities, and these areas need to be inspected thoroughly on a regular schedule.



- a) establish THDs at appropriate locations within the injection point circuit.
- b) establish THDs at the pipe wall at the location of expected pipe wall impingement of injected fluid.
- c) establish THDs at intermediate locations along the length of the pipe within the injection point circuit may be required.
- d) establish THDs at both the upstream and downstream limits of the injection point circuit.

Chills should be marked on inspection drawings and on the piping system to allow repetitive measurements at the same CHTs. This recording procedure provides data for more extensive corrosion rate determinations. The rate of corrosion may then be calculated from sequential measurements and the next inspection interval appropriately established based on the corrosion rate or RDT criteria.

5.6.2 CML Selection

In selecting or adjusting the number and locations of CMLs, the inspector should take into account the patterns of corrosion that would 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 consequences of loss of containment. CMLs should be distributed appropriately over the piping system to provide adequate monitoring coverage of major components and areas. Thickness measurements of CMLs are intended to establish general and localized corrosion rates in different sections of the piping system. A minimal number of CMLs are acceptable when the established corrosion rate is low and the corrosion is not localized.

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 system, either locally or circumferentially. 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 chlorides, iron, and other sulfur items). In these situations, the number of CMLs required to monitor a stream will be lower than those required to monitor streams subject to more localized metal loss. In theory, a stream subject to perfectly uniform corrosion could be adequately monitored with a single CML. In reality, corrosion is never truly uniform and as it may be quite localized, an additional CML may be required. Inspectors need to use their knowledge (and that of others) of the process unit to optimize the CML selection for each stream, 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 creating 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) More complexity in terms of fittings, branches, discharges, reaction points, and other similar items
- e) Higher potential for CUI

Fewer CMLs can be selected for piping systems with any of the following three characteristics:

- a) Low potential for creating 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 eliminated for piping systems with any of the following characteristics:

- a) Internally, low potential for creating a safety or environmental emergency in the event of a leak
- b) Noncorrosive systems as demonstrated by history or service record
- c) Systems not subject to changes that could cause corrosion as demonstrated by history and/or process records

- a) Subsurface material flaws, such as inclusions
- b) Temperature effects (at temperatures above 150 °F/65 °C)
- c) Improper resolution on the detector element
- d) Thicknesses of less than 3/16 in. (3.2 mm) for typical digital thickness gauges
- e) Improper coupling of probe to the variable area method or too little sensitivity

In addition, it must be kept in mind that the pattern of corrosion can be nonuniform. For corrosion rate determinations to be valid, it is important that measurements on the thinnest point be repeated as closely as possible to the same location. Alternatively, the minimum reading or an average of several readings at a determination point may be employed.

When piping systems are out of service, inspectors' measurements may be taken through openings using ultrasonic gauges. One useful in determining approximate thicknesses of elbows, fittings, and valve bodies as well as on high-temperature steam CUI on pipe.

Ph depth measuring devices also may be used to determine the depth of localized metal loss.

5.7.2 Other NDE Techniques for Piping Systems

In addition to thickness monitoring, other nondestructive 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 possible types of damage for each piping asset 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 technique and extent of examination. API 571 P 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, Article 2, provides guidance on performing RT.
- d) Ultrasonic flaw detection for detecting internal and surface breaking cracks and other elongated 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 surface-breaking cracks 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 application 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.

Every CML should have at least one or more examination points identified. Examples include:

- locations marked on unobstructed pipe using paint stencils, metal stencils, or stickers
- holes cut in the insulation and plugged with covers
- temporary insulation covers for fittings, nozzles, etc.
- assemblies or components showing CMLs
- radio frequency identification devices (RFID)

Complete identification of CMLs and examination points is necessary to enhance the accuracy and repeatability of the test.

Corrosion specialists should be consulted about 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 23-107 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., miniature transducer and/or curved shoe) to avoid the use of specific calibration blocks. Radiographic profile techniques may be used for locating areas to be measured, particularly in established systems or where nonuniform or localized corrosion is suspected. Where practical, UT can then be used to obtain the actual thickness of the areas to be measured. Following ultrasonic readings or CMLs, proper repair of insulation and insulation surface 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 nonuniform or the remaining thickness is approaching the minimum required thickness, additional thickness monitoring may be required. Radiography or ultrasonic scanning can be employed in these situations.

When ultrasonic measurements are taken above 150 °F/65 °C, measurements, couplants, and transducers should be used that are rated in accordance with the higher temperatures. If the principle does not compensate for higher temperatures, measurements should be adjusted by the appropriate temperature correction factor.

Inspectors should be aware of possible sources of measurement uncertainties and make every effort to eliminate their occurrence. As a guideline, each of the NDE techniques will have inherent limits of its method to accuracy. Factors that can contribute to reduced accuracy of ultrasonic measurements include the following:

- a) improper ultrasonic calibration
- b) excessive couplant or air
- c) significant surface roughness
- d) misalignment of the probe (on the curved or flat)

- i) Thermography for determining temperatures 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 metal loss

5.7.3 Surface Preparation for NDE

Adequate surface preparation is important for proper visual examination and for the satisfactory application of most corrosion monitoring methods, such as those mentioned above. The type of surface preparation required depends on the individual circumstances and NDE technique, but 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.

5.7.4 UT Shear Wave Examination

The inspector shall specify industry-qualified UT shear wave examiners when the examiner requires the following:

- a) detection of shear or surface (SD) breaking flaws when inspecting from the external surface (DS), or
- b) detection, characterization, and/or through-wall sizing of defects.

Application examples for the use of industry-qualified UT shear wave examiners include detecting and sizing planar flaws from the external surface and recording data for Fitness-for-Service evaluations.

5.8 Pressure Testing of Piping Systems—General

Pressure tests are not normally conducted as part of a routine inspection from 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 overwater piping and requirements of local jurisdictions, other vessel owners 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 575-UGSME FFG-1 and ASME PCC-2. Lower pressure tests, which are used only for tightness of piping systems, may be conducted at pressure designated by the owner/user.

Pressure tests are typically performed on an entire piping system. However, where practical, pressure tests of individual components should not be performed in lieu of a full test (e.g., a replacement section of piping). An engineer should be consulted when a pressure test of piping components is to be performed (including use of isolation devices) to ensure it is suitable for the intended purpose.

When a pressure test is required, it shall 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 test.

NOTE: The maximum component stress should not exceed 90% of the SMYS for the material at test temperature and especially for equipment used in elevated temperature service.

Amalgam ~~large~~ large ~~tooth~~ tooths should be examined for corrosion and to determine the condition of the ~~restoring~~ restoring surface. If ~~large~~ large ~~are~~ are ~~significantly~~ significantly ~~lost or~~ lost or ~~damaged~~ damaged, their ~~moisture~~ moisture ~~and~~ and ~~mechanism~~ mechanism should be checked against ~~engineer~~ engineer recommendations before ~~being~~ being ~~corrective~~ corrective action.

Flange boltness should be examined visually for corrosion and thread engagement. Fasteners should be fully engaged. Any fastener failing to do so is considered completely engaged if the lock 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 renewed.

Additional guidance on the inspection of flanged joints can be found in ASME PCC-1 [10].

5.1.3 Inspection Organization Audit

Each owner/user 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 enterprise plant site or from a third party organization experienced and competent in finding and/or potential process plant inspection programs or a combination of third party and other consultant staff.

The audit team at a minimum shall determine that:

- the requirements and principles of this inspection code are being met
- all owner/user responsibilities are being properly discharged
- documented inspection plans are in place for covered piping systems
- intervals and extent of inspections are adequate for covered piping systems
- all general types of inspection and surveillance are being adequately applied
- inspection data analysis, evaluation, and reporting are adequate
- all impact findings and observations comply with this code

The auditor shall prepare 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 should be made available to the audit team 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 pressure-containing devices shall be inspected at the intervals and frequencies provided in this section. Scheduled inspections shall be conducted on or before the due date or be considered overdue for inspection. Inspectors may have been authorized, in accordance with API 570, not to inspect a system for an extension of the due date if the due date is not considered overdue until the end of the documented extension period. See 7.10 for more information and requirements on overdue inspections, inspection intervals, and inspection interval extensions.

The appropriate inspection shall provide the information necessary to determine that all of the covered locations or components of the equipment are safe to operate until the next scheduled inspection. The data associated with operational conditions and wear and the possibility of increased corrosion due to exposure of equipment surfaces to air and moisture during shutdown should be collected when an internal inspection is being planned.

6.2 Inspection Frequency

- the appropriate inspection frequency
- the need for pressure testing after damage has been repaired or modifications have been completed, and
- the prevention and mitigation actions that could reduce the probability and consequences of a piping failure.

6.2.1 RBI for Inspection Planning

An RBI assessment may be used to increase or decrease the inspection interval described in Table 2. Similarly, the extent of inspection may be increased or decreased beyond the limits in Table 2, by an RBI assessment. When used to increase inspection intervals or the extent of inspection, RBI assessments shall be established 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 inspection activities not to exceed the respective limits in Table 2, or more often if warranted by process, equipment, or consequence changes.

6.2.2 Inspection Intervals

If RBI is not being used, the interval between piping inspections shall be established and maintained using the following criteria:

- corrosion rate and remaining life calculations,
- piping service classification (see 6.3.4),
- applicable jurisdictional requirements,
- agreement 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 warrant supplemental inspections covered in 5.5.5.

The evaluation of the inspector shall establish inspection intervals for thickness measurements and external visual inspections and, where applicable, for internal and supplemental inspections.

Thickness measurement intervals should be calculated at intervals that do not exceed the lesser of one half the remaining life determined from corrosion rates indicated in 7.1.1 or the maximum allowable inspection intervals for Class 4 piping as shown in Table 2. Where intervals may be appropriate under certain circumstances, prior to using Table 2, corrosion rates shall be established in accordance with 7.1.1.

Table 2 contains recommended maximum inspection intervals for Classes 1, 2, and 3 of piping service described in 6.3.4, as well as recommended intervals for inspection grade and VMA materials. Maximum intervals for Class 4 piping are left to the determination of the owner/user organization upon reliability and business needs.

The inspection interval shall be reviewed and adjusted as necessary after each inspection or significant change in operating conditions. General corrosion, localized corrosion, piping, environmental cracking, and other applicable forms of deterioration mentioned in Section 5 shall be considered when establishing the various inspection intervals.

6.3 Piping Service Classes

6.3.1 General

All process piping systems shall be categorized into different piping classes. Such a classification system allows the inspection efforts to be focused on piping systems that may have the highest potential consequences. Failure or loss

This code is based upon monitoring a representative sampling of inspection locations on selected piping with specific intent to ensure 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 requirements in the form of installation. The purpose of installation inspection is to verify that the piping is clean and safe for operation, and to initiate plant inspection records for the piping systems. The minimum installation inspection should include the following items:

- verifying that piping is installed correctly, supports are adequate and secured, exterior attachments such as support, shoes, hangers are secured, insulation is properly installed, flanges and other mechanical attachments are properly assembled and the piping is clean and dry,
- verifying the pressure-containing devices satisfy design requirements (control device and correct test pressure) and are properly installed.

The installation inspection should document baseline thickness measurements to be used as initial thickness readings for corrosion rate calculations in lieu of normal and minimum thickness data in specifications, and design calculations. 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, it will exceed the current operating envelope (e.g. process conditions, maximum operating pressure, and the maximum and minimum operating temperatures). Inspection intervals shall be established for the new service conditions.

If both the operating and the service of the piping are changed, the piping shall be inspected before it is re-started. Also, the allowable service conditions and the inspection interval shall be established for the new service.

6.3 Piping Inspection Planning

6.3.1 General

The frequency and extent of inspection on piping systems, whether above or below ground, depend on the form of degradation that can affect the piping and consequences of a piping failure. The various forms of degradation that can affect process piping are described in Table 1 and API 570 in more detail. A simplified classification of piping based on the consequences of failure is defined in 6.3.4. As described in 5.1, inspection strategy based on probability and consequences of failure is referred to as RBI.

The simplified piping classification scheme in 6.3.4 is based on the consequences of a failure. The classification is used to establish frequency and extent of inspection. The consequences that define a more extensive classification scheme that more accurately assesses consequences for piping systems. The consequences assessment would consider the potential for detection, the toxicity, environmental impact, and other potential effects associated with a failure.

After an effective assessment is completed, the results can be used to establish a piping class inspection strategy and define the following:

- the appropriate inspection methods, scope, tools, and techniques to be utilized based on the expected form of degradation.

of consequence should occur. In general, the higher classified systems require more 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.

Consequence shall represent a range of process piping failure modes, including their classifications. API 750 and HPSA 100 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.

6.3.4.1 Class 1

Services with the highest potential for releasing 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:

- Flammable services that can auto-ignite and lead to fires (toxic).
- Pressurized services that can rapidly rupture during release, creating forces that can impact and form an explosive nucleus, such as CO, CH₄, and C₂H₆ streams. Fluids that can rapidly rupture are those with atmospheric boiling temperatures below 60 °F (10 °C) or where the atmospheric boiling point is below the operating temperature (typically a concern with high-temperature services).
- Hydrogen sulfide (greater than 3%, weight) in a gaseous stream.
- Anhydrous hydrogen chloride.
- Hydrofluoric acid.
- Piping over or adjacent to water and piping over public thoroughways (refer to Department of Transportation and U.S. Coast Guard regulations for regulation of over water piping).
- Flammable critical operating liquids near auto-ignition temperature.

6.3.4.2 Class 2

Services not included in either Class 1 or Class 3. This classification includes the majority of unit process piping and related off-site piping. Typical examples of these services include but are not necessarily limited to those containing the following:

- on-site hydrocarbons that will slowly vaporize during release such as those operating below the flash point,
- hydrogen, fuel gas, and natural gas.
- on-site strong acids and strong bases.

6.3.4.3 Class 3

Services that are flammable but do not significantly vaporize when they leak and are not located in high-traffic areas are in Class 3. Services that are potentially harmful to human health but are located in remote areas may be included in the class. Examples of Class 3 services include but are not necessarily limited to those containing the following:

- on-site hydrocarbons that will not significantly vaporize during release such as those operating below the flash point.

- b) distribute and provide access to and from storage and loading.
- c) tank farm piping.
- d) offshore bolls and caissons.

6.3.4.5 Class 4

Services that are essentially nonferrous and nonhazardous are in Class 4, as are most utility services. Inspection of Class 4 piping is optional and usually based on safety needs and business needs as opposed to safety or environmental impact. Examples of Class 4 service include, but are not necessarily limited to those containing the following:

- a) steam and steam condensate.
- b) air.
- c) nitrogen.
- d) water, including boiler feedwater, chilled water, water.
- e) low oil, oil cut.
- f) ASME Part 3, Category D services.
- g) plumbing and sewers.

6.4 Extent of Visual External and CUI Inspections

External visual inspection, including inspection for CUI, should be conducted at minimum intervals listed in Table 2 in service areas such as those in API 574. Alternatively, external visual inspection intervals can be established by using a valid RBI assessment conducted in accordance with API 580. This external visual inspection for potential CUI is also to include condition assessment and shall be conducted on all piping systems susceptible to CUI listed in API 574. The results of the visual inspection should be documented in a suitable follow-up inspection.

Following the external visual inspection of susceptible systems, 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 of higher categories may result in CUI in lower areas remote from the damage. RBI inspection for CUI should also be conducted as listed in Table 3 at suspect locations meeting the temperature criteria listed in API 574. RT or condition removal and visual inspection is normally required for the inspection of damaged or suspect locations. Other RBI assessment methods may be used where applicable. If the inspection of the damaged or suspect areas has been completed, CUI external visual inspection is required and when warranted up to 100 percent of the area should be inspected.

The extent of the CUI program described in Table 3 should be considered as target levels for piping systems and locations with no CUI inspection experience. It is recognized that several factors may affect the likelihood of CUI in service.

- a) local climate conditions.
- b) insulation design and maintenance.
- c) existing quality.

d) service conditions.

Piping with CUI inspection experience may increase or reduce the CUI inspection targets of Table 3. An exact accounting of the CUI inspection targets is not required. The conclusion may contain inspection targets with operational history or other documentation.

Piping systems that are known to have a remaining life of over 10 years or that are adequately protected against external corrosion need not be included for the RBI inspection recommended in Table 3. However, the condition of the insulating system or the outer jacketing, such as a cold-draw sheet, should be observed 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 entrance of moisture.
- b) insulated oxygenate piping systems.
- c) piping systems located in a cold 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 external visual inspection of these piping is to identify 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 external requirements, each thickness measurement inspection should obtain thickness readings on a representative sampling of CUIAs on each circuit (see 6.4). This representative sampling should include data for all the various types of components and connections (horizontal and vertical) found in each circuit. This sampling also shall include CUIAs with the earliest removal date as of the previous inspection. The more CUIAs measured for each circuit, the more accurately the next inspection date will be projected. Therefore, scheduled inspection of circuits should obtain as many measurements as necessary.

The extent of inspection for inspection circuits is covered in API 574.

6.6 Extent of Small-bore, Auxiliary Piping, and Threaded-connections 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 shall be inspected in the same requirements as primary process piping. Inspection of Class 2 and Class 3 secondary SBP is optional. SBP drawings (such as loop drawings in Class 2 and Class 3 systems) should be inspected where common has been experienced or is anticipated.

Drawings with CUIAs should be included in a separate piping circuit from the mainline piping. These drawings or the whole are typically identified and documented in the inspection report by the inspector. Drawings may be combined and one circuit if they all represent the same material, the same temperature class, inputs profile, or if they are all small diameter, such as vent and drain, and UT or RT on larger diameter drawings.

6.6.2 Auxiliary Piping Inspection

Inspection of auxiliary SBP associated with instruments and machinery is optional and the need for which would typically be determined by risk assessment. Criteria to consider in determining whether auxiliary SBP will need some form of inspection include the following:

- a) classification.
- b) potential for environmental or fatigue cracking.
- c) potential for corrosion based on experience with adjacent primary systems.
- d) potential for CUI.

6.6.3 Threaded-connections Inspection

Inspection of threaded connections will be according to the requirements listed above for small-bore and auxiliary piping. When selecting CUIAs on threaded connections, include only areas that can be re-inspected during scheduled inspections.

Inspected connections associated with machinery and subject to fatigue damage should be periodically extended and examined for possible removal with a thicker wall or upgrading to welded components. The schedule for such renewal should be based on several factors, including the following:

- a) classification of piping.
- b) magnitude and frequency of vibration.
- c) amount of unsupported weight.
- d) external piping wall thickness.
- e) whether or not the system can be maintained over-stress.
- f) corrosion rate.
- g) interrupted service.
- h) inspection and maintenance of Pressure-relieving Devices (PRDs).

6.7 General

PRDs should be tested and repaired by a repair organization experienced in reliever maintenance. PRDs should be inspected, tested, and maintained in accordance with API 570 (11).

6.7.2 Quality Assurance Process for PRDs

Each equipment repair organization that have a fully documented quality assurance system. As a minimum, the following shall be included in the quality assurance manual:

- a) title page.
- b) revision log.

Table 2—Recommended Minimum 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	Options
Class 4	Options	Options
Function Piping*	Three years	Five years
SBP†	—	Options

NOTE: Thickness measurements apply to systems for which CUIAs have been established in accordance with 6.4.

* Inspection strategy for potentially damaged inspection points can also be established by a valid RBI analysis in accordance with API 580.

† See API RP 574 for more information on SBP circuits.

Table 3—Recommended Extent of CUI Inspection Following Visual Inspection

Pipe Class	Approximate Amount of Follow-up Examination with NDE at Insulated Damaged Areas with Damaged Insulation	Approximate Amount of CUI Inspection by NDE at Suspect Areas on Piping Systems with Temperature Ranges as Discussed in API 574
1	35%	50%
2	50%	33%
3	35%	18%
4	Options	Options

- a) corrosion logs.
- b) statement of activity and responsibility.
- c) organizational chart.
- d) scope of work.
- e) drawings and specification controls.
- f) requirements for material and part control.
- g) repair and inspection program.
- h) requirements for welding, NDE, and heat treatment.
- i) requirements for valve testing, setting, leak testing, and seating.
- j) general controls of the valve repair program.
- k) requirements for calibrating measurement and test gauges.
- l) requirements for updating and controlling copies of the quality control manual.

d) sample forms;

e) training and qualifications required for repair personnel;

f) requirements for handling of inspection personnel.

Each repair organization shall also have a fully documented training program that shall ensure that repair personnel are qualified within the scope of the repair.

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 pressure-relieving conditions. Other pressure-relieving devices (e.g., rupture disks and vacuum-relieving valves) shall be inspected at intervals based on service conditions. The inspection interval for all pressure-relieving devices is determined by either the inspector, engineer, or other qualified individual for the operator'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 on high-pressure vessels should not exceed:

a) five years for typical process services; and

b) 10 years for clean (haz/low) and noncorrosive services.

When a pressure-relieving device is found to be inoperable 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 should determine the cause of the failure or the reasons 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:

$$\text{Remaining life (years)} = \frac{\text{Initial thickness} - \text{Minimum thickness}}{\text{Corrosion rate (mils/year) or mm/year}} \quad (1)$$

where:

t_{initial} is the initial thickness, in inches (millimeters), measured at the time of inspection for a given location or component as specified in 6.6;

t_{min} is the required thickness, in inches (millimeters), at the same location or component as the initial measurement conducted by the design formula (e.g., pressure and structural before corrosion allowance and manufacturer's thickness tolerance).

The LT corrosion rate of piping shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (LT)} = \frac{t_{\text{initial}} - t_{\text{min}}}{\text{Time (years)} \times \text{Density (lb./cu. in.) or (kg./cu. m.)}} \quad (2)$$

The LT corrosion rate of piping shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (LT)} = \frac{t_{\text{initial}} - t_{\text{min}}}{\text{Time (years)} \times \text{Density (lb./cu. in.) or (kg./cu. m.)}}$$

where:

t_{initial} is the thickness, in inches (millimeters), at the same location as that measured at initial installation or at the commencement of a new corrosion rate environment;

t_{min} is the thickness, in inches (millimeters), at the same location as that measured during one of more 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 reflects the actual condition of the various pipe components. Statistical analysis employing point measurements is not applicable to piping systems with significant localized unpredictable corrosion mechanisms.

LT and LT corrosion rates should be compared to see which results in the shortest remaining life as part of the data assessment. The shortest inspection interval with a corrosion specialist shall select the corrosion rate that best reflects the current process (see 6.2.3 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 the probable rate of corrosion from which the remaining wall thickness at the time of the next inspection can be estimated:

a) A corrosion rate for a piping system may be calculated from data collected by the owner/operator 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 system may be estimated from the owner'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 (a) or (b), or if the initial thickness measurement calculations shall be made after no more than three months of service by using nondestructive thickness measurement methods 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 a LT basis.

It is recommended that an average rate of corrosion has been assumed, the rate to be used for the next period shall be adjusted to agree with the actual rate found.

7.2 HAZOP Determination

The HAZOP for the determined use of piping systems shall be established using the appropriate code. Computations may be made for known materials if the following essential details are known to comply with the principles of the applicable code:

a) apply similar known temperature limits for specific materials;

b) quality of materials and workmanship;

c) inspection requirements;

d) reinforcement of openings;

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 HAZOP is completed, 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 6.3.3). Attention shall be made for the other factors in accordance with the applicable code. The applicable code allowances for pressure and temperature variations from the HAZOP are permitted provided all of the applicable code criteria are satisfied.

Table 4 contains two examples of calculations of HAZOP 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 increasing the required thickness to provide for unanticipated or unknown loadings 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 (corrosion, leaks, and other applicable tests (e.g., weight, wall, etc., per API 570-HASME FFS-1)) shall be evaluated by corrosion service fitness-for-service techniques, such as those documented in API 570-HASME 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 in cases of the corrosion allowance, a Fitness-for-Service assessment may be performed in accordance with one of the following sections of API 570-HASME FFS-1. That assessment requires the use of a known corrosion allowance, which shall be established, based on 7.1:

1) Assessment of General Metal Loss—API 570-HASME FFS-1, Section 4

2) Assessment of Local Metal Loss—API 570-HASME FFS-1, Section 6

3) Assessment of Pitting Corrosion—API 570-HASME FFS-1, Section 6

b) To evaluate fatigue and brittle fracture, a Fitness-for-Service assessment should be performed in accordance with API 570-HASME FFS-1, Section 7. In some cases, this evaluation will require the use of a known corrosion allowance, which shall be established, based on 7.1.

c) To evaluate wall misalignment and shell distortion, a Fitness-for-Service assessment should be performed in accordance with API 570-HASME FFS-1, Section 8.

d) To evaluate crack-like flaws, a Fitness-for-Service assessment should be performed in accordance with API 570-HASME FFS-1, Section 9.

e) To evaluate the effects of fire damage, a Fitness-for-Service assessment should be performed in accordance with API 570-HASME FFS-1, Section 11.

7.5 Piping Stress Analysis

Piping shall be supported and guided as follows:

a) no weight to stresses only;

b) a low stiffness flexibility for thermal expansion or contraction only;

c) a low stiffness flexibility.

Piping flexibility is of increasing concern the longer the diameter of the piping and the greater the distance between support and operating temperature extremes.

Piping stress analysis is an assessment of system flexibility and support adequacy that is normally performed as part of a piping inspection. However, many existing piping systems were designed as part of their original design or as part of a re-rating or modification, 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 evaluate the need for conducting a piping stress analysis.

Table 4—Two Examples of the Calculation of HAZOP Illustrating the Use of the Corrosion Half-Life Concept

Example 1	
Design pressure/temperature	100 psig/120 °F (6.9 MPa/50 °C)
Pipe description	NPS 10, standard weight, A 106-B
Outside diameter of pipe, D	10 in. (419 mm)
Allowable stress	20,000 psi (137,900 kPa)
Longitudinal weld efficiency, E	1.0
Thickness determined from inspection	0.32 in. (8.13 mm)
Observed corrosion loss (see 7.1.1)	0.01 in./year (0.254 mm/year)
Half-corrosion inspection	2 years
HAZOP in U.S. Customary Units	0.32 in. - 0.02 in. (8 in. × 0.0254 in./year) = 0.30 in. (7.62 mm)
in SI units	8 mm - 2.54 mm = 5.46 mm
Corrosion loss	0.02 in. (0.51 mm)
Example 2	
Design pressure/temperature	100 psig/120 °F (6.9 MPa/50 °C)
Outside diameter of pipe, D	10 in. (419 mm)
Allowable stress	20,000 psi (137,900 kPa)
Longitudinal weld efficiency, E	1.0
Thickness determined from inspection	0.32 in. (8.13 mm)
Observed corrosion loss (see 7.1.1)	0.01 in./year (0.254 mm/year)
Half-corrosion inspection	2 years
HAZOP in U.S. Customary Units	0.32 in. - 0.02 in. (8 in. × 0.0254 in./year) = 0.30 in. (7.62 mm)
in SI units	8 mm - 2.54 mm = 5.46 mm
Corrosion loss	0.02 in. (0.51 mm)

NOTE 1: 1 psi = pounds per square inch (kPa); 1 mm = millimeters (inches).

NOTE 2: The formula for HAZOP is: $H = t - C \times E$, where H = required thickness.

See API 574 for more information on pressure design, minimum required and standard minimum thicknesses, including formulas, example problems and design tables of suggested minimums.

Piping stress analysis can identify the most highly stressed components in a piping system and predict the thermal movement of the system when it is placed in operation. This information can be used to concentrate inspection efforts at the locations most prone to fatigue damage from thermal expansion (heat-up and cool-down) cycles and/or creep damage in high-temperature piping. Comparing predicted thermal movements with observed movements can help identify the occurrence of unexpected operating conditions and deterioration of gaskets and supports. Consultation with the piping engineer may be necessary to explain observed deviations from the analysis predictions, particularly for complicated systems involving multiple supports and joints between and 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 amount of external loading can be evaluated to ensure the ability to control vibration by comparing the system's natural frequencies beyond the frequency of loading forces, such as machine rotational speed. It is important to determine that piping subject to critical vibration does not experience critical thermal expansion.

7.8 Reporting and Records for Piping System Inspection

7.8.1 Permanent and Progressive Records

Piping system owners and users shall maintain permanent and progressive records of their piping systems and pressure-containing devices. Permanent records will be maintained throughout the service life of each piping system. As a part of these records, progress inspection and maintenance records will be regularly updated to reflect new information pertinent to the operation, inspection, and maintenance history of the piping system. See also API 574 for more information on piping system records.

7.8.2 Types of Piping Records

Piping system and pressure-containing device records shall contain the types of information pertinent to mechanical integrity as follows:

- 1) Fabrication, Construction and Design Information**—For example, NORS-MTC visit notes, WPS/PPSR, design specifications, piping design calculations, NDE results from test records, pressure-containing device design calculations and construction drawings.
- 2) Inspection History**—For example, inspection reports, and data for each type inspection conducted (e.g., external visual, thickness measurements) and inspection recommendations for repair. Inspection reports shall document the date of each inspection and/or examination, the date of the next scheduled inspection, the name (or initials) of the person who performed the inspection and/or examination, the serial number 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 RIR records shall be in accordance with API 580.
- 3) Repair, Alteration, and Relocating Information**—For example:
 - a) repair and alteration forms if prepared
 - b) reports indicating that piping systems will be removed with other identified deficiencies. Temporary repairs or replacement devices for repair are suitable for continued service and repairs can be completed and
 - c) working drawings (including reworking calculations and new design conditions)

1) Process-for-Service Assessment Documentation Requirements are described in API 570-MACHINE PPS-1—Specific documentation requirements for the type of item being assessed are provided in the appropriate part of API 570-MACHINE PPS-1.

7.8.3 Operating and Maintenance Records

Operating and maintenance records, such as operating conditions, including process upsets that may affect mechanical integrity, changes in service mechanical design from maintenance should also be available to the inspector.

7.8.4 Computer Records

The use of a computer-based system for storing, calculating, 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 dates, MAWP and reoperation limits on a recurring basis by tracking field data.
- c) highlighting areas of high corrosion rates, piping critical sections for inspection, piping close to retirement, thickness, and other information.

7.8.5 Piping Circuit Records

The following information should be recorded for each piping circuit on which CMIs are located:

- a) material of construction/piping specification
- b) operating and design pressures and temperatures
- c) ANSI design rating
- d) process fluids
- e) whether the circuit is a shipping, life-cycle point, inter-plant circuit, or other special circuit.
- f) the corrosion rate and remaining service life of, at least, the existing construction from the circuit.
- g) maximum interval for external inspection
- h) maximum interval for inspection maintenance inspection
- i) any previous or potential condition that would require specialized inspection techniques
- j) particular circuit features that might subject it to rapid corrosion (increased in the event of a process upset or loss of inspection fluid flow)

7.9 Inspection (Inspection Drawings) (ISOs)

The primary purpose of inspection ISOs is to identify the location of CMIs and to identify the location of any recommended maintenance. Inspection ISOs are recommended and shall contain the following:

- a) all significant components of the piping circuit (e.g., all valves, elbows, long straight runs, etc.)
- b) all secondary piping for Class 1 (or high consequence RRI) piping circuits
- c) secondary piping up to the block valve that is normally used for Class 2 (or low consequence RRI) consequential and bare
- d) all CMIs with appropriate information to locate the CMI
- e) adequate orientation and scale to provide legible detail
- f) piping—clear sections and changes
- g) construction drawing numbers
- h) identification of temporary repairs

Inspection ISOs are recommended for all unit piping and all Class 1 (or high consequence RRI) piping circuits on which CMIs have been identified for thickness measurement. Alternate methods for pipe rack piping which adequately describe the system without ISOs may be used.

Inspection ISOs are recommended for Class 2 (or low consequence RRI) piping with CMIs, except that old type drawings may be used if all other details are shown. The use of local details or loss-of-consequence is not acceptable to show the location of CMIs on field drawings.

Inspection ISOs do not need to be drawn to scale or show dimensions unless necessary to locate CMIs.

7.10 Inspection Recommendations for Repair or Replacement

All of repair or replacement recommendations (including recommendations for nonconformances) that require piping integrity is required and shall be kept current. The recommendation tracking system shall include:

- a) recommended corrective action or repair and date
 - b) priority or target date for recommended action
 - c) piping system identifier (e.g., piping system or circuit number) that the recommendation affects
- A management system is required for tracking and reducing outstanding recommendations on a periodic basis.

7.11 Inspection Records for External Inspection

Results of external piping system inspections shall be documented. A narrative or checklist format is recommended when documenting inspection results. The location of all inspection, other than thickness measurement, shall be identified. This location may be identified by establishing a CMI on the appropriate inspection ISO or with walk-up corrosion ISOs and narrative reports.

7.12 Piping Failure and Leak Reports

Leak and failure in piping that occur as a result of corrosion, cracking or mechanical damage shall be reported and recorded to the owner-user. 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 in the inspection reports.

7.13 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 rationale.

A deferral is appropriate when the piping circuit's current interval is still considered to be correct given the available data but an extension of the inspection date based on a documented risk analysis proves to be acceptable to the inspector. Deferrals are temporary extensions of piping inspection due dates and shall not be considered inspection interval revisions.

An inspection interval revision is appropriate when review of the piping circuit's history indicates that the current inspection interval was set too conservatively or liberally. Basic requirements for interval revisions are:

- a) the piping history and condition shall be reviewed by the inspector.
- b) interval revisions shall be documented by the inspector and should include the rationale basis supporting the interval revision.
- c) the inspector shall prepare an interval revision or deferral.

NOTE: If there are any potentially serious types of degradation involved in the inspection of the piping system, the inspector is required to call the attention of the piping engineer or corrosion specialist before interval changes are accepted.

8 Repair, Alterations, and Relocating of Piping Systems

8.1 Repairs and Alterations

8.1.1 General

The principles of ASME B31.3 or the code in which the piping system was built shall be followed to the extent practical for inspection repairs. ASME B31.3 is useful for design and construction of piping systems. However, most of the detailed requirements on design, welding, examination, and materials also can be applied to the inspection, repair, and alteration of operating piping systems. When ASME B31.3 cannot be followed because of its non-constructive language (such as "shall" or "new material specifications, inspection requirements, certain final materials, and pressure vessel" or "piping engineer or inspector shall be guided by API 570 in any of these matters" to ASME B31.3). As an example of what 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 577 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 5 and shall be authorized by the inspector prior to its commencement. Authorization for alteration work in a piping system may not be given without prior consultation with, and approval by, the piping engineer. The inspector will designate any inspection hold points.

required during the repair or alteration sequence. The inspector may give prior general authorization for limited or routine repairs and alterations, provided the inspector is satisfied with the competency of the repair organization.

B.1.3 Approval

All proposed methods of design, examination, materials, welding procedures, examination, and testing shall be approved by the Inspector or by the piping engineer, as appropriate. Overhead approval of on-stream welding is required.

Welding repairs of cracks that occurred upstream 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 suspected of being caused by vibration, thermal cycling, thermal expansion problems, and environmental cracking.

The inspector shall approve all repair and alteration work of designated hot spots and after the repair and alterations have been satisfactorily completed in accordance with the requirements of API 570.

B.1.4 Welding Repairs (Including On-stream)

B.1.4.1 Temporary Repairs

For temporary repairs, including on-stream, a full on-stream welded full stress or low type enclosure designed by the piping engineer may be applied over the damaged or cracked 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 fabricate a fracture analysis. The design of temporary enclosures and repairs shall be approved by the piping engineer.

If the repair area is limited (for example, patch or patches) and the SURF of the pipe is not more than 40,000 psi (275,000 kPa), and a Fitness-for-Service analysis shows it is acceptable, a temporary repair may be made by first welding a properly designed split coupling or patch over the crack or locally thinned area (see 8.2.3 for design considerations and Annex C for an example). The material for the repair shall match the base metal unless approved by the piping engineer. A fillet-welded patch shall not be installed on top of an existing fillet-welded patch. When installing a fillet-welded patch adjacent to an existing fillet-welded patch, the minimum distance between the toe of the fillet weld shall not be less than:

$$\frac{t}{2}$$

where

t = the inside diameter or outside (whichever)

t = the minimum required thickness of the fillet-welded patch in inches (millimeters)

If minor leaks, properly designed enclosures may be welded over the leak while the piping system is in service. The inspector is notified that adequate thickness remains in the vicinity of the leak and the piping organization will weld without the knowledge of future material damage, such as from erosion or stress.

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.

B.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 B.2.

Corroded areas may be repaired with weld metal deposited in accordance with B.2. Surface irregularities and contamination shall be removed before welding. Appropriate NDE methods shall be applied after completion of the weld.

It is desirable to take the piping system out of service, the defective area may be removed by cutting out a cylinder section and replacing it with a piping component that meets the applicable code.

Insert patches (fish patches) may be used to repair damaged or corroded areas if the following requirements are met:

- 1) full penetration groove welds are provided,
 - 2) 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,
 - 3) patches may be any shape but shall have rounded corners (1 to 25 mm) (radiuses) radius.
- See ASME PCC-2 for more information on welded repairs to piping systems.

B.1.5 Nonwelded Repairs (On-stream)

Temporary repairs at locally thinned sections or circumferential flaws defects may be made on-stream by installing a properly designed and applied enclosure (e.g., bonded sleeve, nonwelded composite wrap, metallic and epoxy resin or other nonwelded applied temporary repair). The design shall include analysis of axial thrust loads if the piping component being enclosed is (or may become) subjected to internal pressure stress. The effect of enclosure (anchoring) forces on the component also shall be considered. See ASME PCC-2 for more information on nonwelded composite wrap repair methods.

During turnarounds or other appropriate opportunities, temporary leak welding and leak clamping devices, including valves, shall be removed and appropriate actions taken to restore the original integrity of the piping system. The Inspector or piping engineer shall be involved in determining repair methods and procedures. Temporary leak welding and leak clamping devices may remain in place for a longer period of time only if approved and documented by the piping engineer.

Enclosures shall include leak testing (pneumatics) for process piping should be reviewed for acceptance by the Inspector or piping engineer. The review should take into consideration the compatibility of the contact with the testing medium, the patching materials on the design (especially when re-patching) and any residual welding forces, and the risk of residual stresses due to the repair. The risk of subsequent leakage at both the leak and the repair shall be considered as stress corrosion cracking of both. And the number of times the area is re-repaired.

See ASME PCC-2 for more information on temporary nonwelded repairs for piping systems.

B.2 Welding and Hot Tapping

B.2.1 General

All repair and alteration welding shall be done in accordance with the principles of ASME B31.1 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 shall use an approved "Qualified 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 on-line.

B.2.2 Procedures, Qualifications, and Records

The repair organization shall use welding and welding procedures qualified in accordance with ASME B31.1 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.

B.2.3 Preheating and PWHT

B.2.3.1 General

Refer to API 577 for guidance on preheating and PWHT.

B.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 initially PWHT as a code requirement (see note). This applies to piping constructed of the P-1 steels listed in ASME B31.1 P-1 steels, with the exception of low-alloy steels, also may require the 300 °F (150 °C) minimum preheat alternative when the piping system operating temperature is high enough to provide reasonable toughness and when there is no identifiable hazard associated with pressure cycling, shutdown, and startup. The Inspector shall determine that the minimum preheat temperature is measured and maintained. After welding, the joint shall immediately be covered with insulation to slow the cooling rate.

NOTE: Preheating may not be considered as an alternative to austempering or tempering.

During system construction or other steps likely requiring PWHT, normally are performed but installed 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 this alternative could be considered include welds, weld metal buildup at hot joints, and welding support legs.

B.2.3.3 PWHT

PWHT of piping system repairs or alterations shall be made using the applicable requirements of ASME B31.1 or the code to which the piping was built. See 8.2.3.2 for an alternative preheat procedure for some PWHT requirements. Exceptions for temporary repairs shall be approved by the piping engineer.

Local PWHT may be substituted for 360° bonding on local repairs on all materials, provided the following procedures and requirements are applied:

- 1) The application is reviewed, and a procedure is developed by the piping engineer.
- 2) 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 full penetration welds and surface and volumetric examinations after PWHT. Additionally, the overall and local stress and

distortion resulting from the heating of a local restricted area of the piping shall be considered in developing and evaluating PWHT procedures.

- 1) A minimum of 360° (150 °C) or higher as specified by applicable welding procedures, is maintained until welding is complete.
- 2) The required PWHT temperature shall be maintained for a duration 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) located on the size and shape of the area being heat treated.
- 3) Controlled heat rates shall be applied to any branch connection or other component within the PWHT area.

1) The PWHT is performed for code compliance and not for environmental cracking resistance.

B.2.4 Design

Full joints shall be full penetration groove welds.

Piping components shall be repaired when repair is likely to be adequate. 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 enclosures may be installed on piping systems provided the design location and method of attachment comply with 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 external surfaces of piping provided it is in accordance with B.1.3 and meets all of the following requirements:

- 1) The proposed patch provides design strength equivalent to a reinforced opening designed according to the applicable code.
- 2) The proposed patch is designed to absorb the membrane stress of the part in a manner that it 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 strain in the patch does not result in fillet weld stresses exceeding allowable stresses for such welds,
 - 3) an overlay patch shall have rounded corners (see Annex C).

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.

B.2.5 Materials

The materials used in making repairs or alterations shall be of known reliable quality, shall conform to the applicable code, and shall be compatible with the original material. For material verification requirements, see 8.6.

B.2.6 NDE

Acceptance of a welded repair or alteration shall include NDE in accordance with the applicable code and the manufacturer's specification, unless otherwise specified in API 570. The principles and practice of API 577 shall also be

played. When surface and volumetric examinations are required, they shall be in accordance with ASME BPVC Section V (or equivalent).

A2.7 Pressure Testing

After welding is completed, a pressure test in accordance with 4.6 shall be performed if practical and deemed necessary by the Inspector. Pressure tests are normally required after alterations and major repairs. See ASME BPVC-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. Satisfactory acceptance NDE procedures for a pressure test after an alteration, re-weld, or repair may be done only after consultation with the Inspector and the piping engineer. For existing buried lines that the being pressure tested after repairs, re-welding, or alterations, it is not necessary to stop circulation on all existing welds. Pressure tests with larger fluid levels and observations of pressure gauges can be substituted for isolation stopping when the risks associated with test under the installation are acceptable.

When it is not practical to perform a pressure test of a final closure weld that joins a new or replacement section of piping to an existing system, all of the following requirements shall be satisfied:

- 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 practical, welds are examined with appropriate NDE, as specified by the applicable piping codebook.
- The closure weld is a full-penetration butt-weld between any pipe or standard piping component of equal diameter and thickness, easily exposed from either end, and of equivalent materials. Acceptable alternatives are:
 - flange-on flanges for design stress up to Class 150 and 500 °F (260 °C) and
 - socket welded flanges or socket welded unions for design stress up to Class 150 and 500 °F (260 °C).
- A tanker designed for socket welding or using other means that is used to establish a maximum 1/16 in. (1.6 mm) gap. Spot welds shall be per ASME D31.1 and shall be a minimum of two passes.
- Any final closure butt-weld shall be of 100% RT, or single-beam ultrasonic flaw detection may be used, provided the appropriate acceptance criteria have been established.
- UT or RT shall be performed on the root joint and the completed weld for butt welds and on the completed weld for flange welds.

The acceptance shall specify industry-accepted UT procedures examinations for closure welds that have not been previously tested and have not been identified by the piping engineer or authorized piping Inspector.

6.3 Re-welding

Re-welding piping systems by changing the temperature rating or the MAWP may be done only after all of the following requirements have been met:

- Calculations are performed by the piping engineer or the Inspector.
- As re-welding shall be established in accordance with the requirements of the code to which the piping system was built or by computation using the appropriate methods in the latest edition of the applicable code.
- Current inspection records verify that the piping system is satisfactory for the proposed service conditions and that the appropriate corrosion allowances are provided.

- Re-welded piping systems shall be leak 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 documented records indicate a previous leak test was performed at greater than or equal to the test pressure for the new condition. An exception to the testing temperature that does not affect allowable stress does not require a leak test.

- The piping system is checked to affirm that the required pressure relieving devices are present, are set at the appropriate pressure, and have the appropriate capacity at test pressure.
- The piping system reporting is acceptable to the Inspector or piping engineer.
- All piping components in the system (such as valves, flanges, tees, gaskets, casings, and expansion joints) are acceptable for the new condition of pressure and temperature.
- Piping flexibility is adequate for design temperature changes.
- Appropriate engineering records are updated.
- A decrease in minimum operating temperature is justified by liquid test results, if required by the applicable code.

7 Inspection of Buried Piping

7.1 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 corrosion soil conditions and the inspection can be hindered by the inaccessibility of the affected areas of the piping. Inspection, non-destructive methods for underground piping inspection are API 674 and the following NACE documents: RP0103, RP0204, and RP 0275 and API 651.

7.2 Types and Methods of Inspection

7.2.1 Above-grade Visual Surveillance

Inspections of leaks in buried piping may indicate a change in the surface texture of the ground, displacement of the soil, softening of paving asphalt, frost formation, bubbling water puddles, or unusual odor. Surveying the results of visual piping is the method of identifying problem areas.

7.2.2 Close-Interval Potential Survey

The close-interval potential survey performed at ground level over a buried pipe can be used to locate active corrosion points on the pipe's surface.

Corrosion cells can form on both tops and bottom of pipe where the bare steel extends to and below the potential at the area of corrosion will be negatively charged from an adjacent area on the pipe. The location of the corrosion activity can be determined by the survey technique.

7.2.3 Pipe Coating Holiday Survey

The pipe coating holiday survey can be used to locate coating defects on buried service pipes. This can be used on newly constructed pipe systems to ensure that the coating is intact and holiday free. Many times it is used to evaluate existing coatings for buried piping that 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 predicting corrosion activity in a specific area and for forecasting replacement of the coating for corrosion control.

7.2.4 Soil Resistivity

Corrosion of bare or poorly coated piping is often caused by a mixture of different cells in contact with the pipe surface. The consequences of the cells 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 electrolytic drainage in soil resistivity.

Measurements of soil resistivity should be performed using the Wenner Four-Pin Method in accordance with ASTM G57. In cases of painted pipes or in areas of excavating pipelines, it may be necessary to use the Single-Pin Method to accurately measure the soil resistivity. For measuring resistivity of soil samples from open holes or excavations, a soil bar device is a convenient means for obtaining accurate results.

The design of the piping shall be considered in selecting the method to be used and the location of samples. The testing and evaluation of results should be performed by personnel trained and experienced in soil resistivity testing.

7.2.5 Cathodic Protection Monitoring

Corrosion-protected buried piping should be monitored regularly to ensure adequate levels of protection. Monitoring should include periodic 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 components, such as impressed current rectifiers, is required to ensure reliable system operation.

Refer to NACE RP0109 and Section 11 of API 651 for guidance applicable to inspecting and maintaining cathodic protection systems for buried piping.

7.2.6 Deposition Methods

A number of direct examination techniques methods are available that may be applied to buried piping and a more definitive guide is given in API 674. Some methods can indicate the external and internal condition of the piping, whereas other methods focus on only the internal condition. Examples are as follows:

- in-line inspection (ILI)** tools commonly referred to as "snouts" or "in-sighters." 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 using magnetic flux leakage (MFL), UT, optical laser, and electromagnetic techniques. The line to be examined 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 technologies. The line should also have sufficient for launching and receiving the pigs or have an access that allows for insertion of temporary launching/retrieving capabilities.
- 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.
- Gas-sampling**—In many cases, the only available deposition method that can be performed is measuring the piping in order to visually inspect the external condition of the piping and to evaluate its internal and internal condition using the methods discussed in 7.2.5. Care should be exercised in monitoring soil from above and around the piping to prevent disturbing the line or the coating. The soil level inches (centimeters) of soil should be removed manually to inspect this possibility. If the excavation is sufficiently deep, the sides of the trench should be properly shored to prevent soil collapse, in accordance with OSHA regulations, where applicable. If the coating or wrapping is deteriorated or damaged, it should be repaired in that area to keep the condition of the underlying metal.

8 Externally Applied Coating Techniques

An array of technologies are now available that can be externally applied to the pipe at a location and screen a steel pipe from that portion. These techniques may require some excavation but considerable less than a full coating removal. Typical of these techniques is LUT (when referred to as ground wire UT). These technologies show 16 ft or longer distances to be covered from one installation and provide a consistent measurement of the pipe. Distances involved and the degree of discontinuity 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 screen several feet from one location and are useful for assessing damage in locations such as soil to soil interfaces.

9 Frequency and Extent of Inspection

9.1 Above-grade Visual Surveillance

The owner/user should, at approximately six-month intervals survey the various conditions on and around the pipe-to-soil path (see 9.2.1).

9.2 Close-Interval Potential Survey

A close-interval potential survey on a cathodically protected line 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 maintained, the survey may be conducted at five-year intervals for verification of continuous corrosion control.

For piping with no cathodic protection or in areas where there have occurred due to external corrosion, a pipe-to-soil potential survey may be conducted along the pipe route. The pipe should be surveyed at sites where surveying data have been located to determine the extent of corrosion damage. A continuous potential profile or a close-interval survey may be required to locate active corrosion cells.

9.2.3 Pipe Coating Holiday Survey

The frequency of pipe coating holiday surveys is usually based on information that other forms of corrosion control are ineffective. For example, on a coated pipe where there is gradual loss of cathodic protection potentials or an external corrosion defect occurs at a coating defect, a pipe coating holiday survey may be used to evaluate the coating.

9.2.4 Soil Resistivity

For piping buried in lengths greater than 100 ft (30 m) and not cathodically protected, evaluation of soil resistivity should be performed at five-year intervals. Soil resistivity measurements may be used for relative classification of the soil resistivity (see 9.1.4). Additional factors that may warrant consideration are changes in soil chemistry and analysis of the potential resistance of the soil and the piping material.

9.2.5 Cathodic Protection

If the piping is cathodically protected, the system should be monitored at intervals in accordance with Section 10 of NACE RP0109 or API 651.

9.2.6 External and Internal Inspection Intervals

The internal corrosion of buried piping is expected as a result of exposure to 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 accelerated internal corrosion in design.

The external condition of buried piping that is not adequately 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 examination shall be inspected in lengths of 0 ft to 2 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 corrosion is identified. If the average wall thickness is at or below the minimum thickness, it shall be repaired 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:

- both ends of the casing extend beyond the ground line
- the ends of the casing are sealed if the casing is not self-sealing, and
- the pressure-containing pipe is properly coated and wrapped

5.3.7 Leak Testing Intervals

An alternative to or supplement to inspection is leak testing when levels of a minimum of least 10 ft greater than maximum operating pressure will reliably cover the length of those shown in Table 5 for piping not adequately protected and all the same intervals as shown in Table 5 for cathodically protected piping. The leak test should be maintained for a period of 4 hours. Four hours after the initial pressurization of the piping system, the pressure should be noted and, if necessary, the line repressurized to original test pressure and isolated from the pressure source. If during the remainder of the test period, the pressure decreases more than 5 ft, the piping should be visually inspected externally and/or inspected externally to find the leak and assess the extent of corrosion. Similar measurements may be helpful in locating leaks during leak testing.

Buried piping also may be surveyed for integrity by using temperature-controlled volumetric or pressure test methods. Other alternative leak test methods involve acoustic emission examination and the addition of a tracer and to the pressurized line (such as helium or sulfur hexafluoride). If the tracer is added to the service fluid, the operator shall confirm suitability 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

5.4 Repairs to Buried Piping Systems

5.4.1 Repairs to Coatings

Any coating removed for inspection shall be removed and repaired expeditiously. For coating repairs, the inspector should be assured that the coating meets the following criteria:

- it has sufficient adhesion to the pipe to prevent underfilm migration of moisture.

- it is sufficiently durable to permit tracking,
- it is free of voids and gaps in the coating (pockets),
- it has sufficient strength to resist damage due to handling and soil stress,
- 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.

5.4.2 Clamp Repairs

If piping leaks are clamped and repaired, 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. AS clamps shall be considered temporary. The piping should be permanently repaired at the first opportunity.

5.4.3 Welded Repairs

Welded repairs shall be made in accordance with 5.2.

5.5 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 upon the scope of API 570 shall be based on the entire API 570 except certification body of knowledge as published 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 Bachelor of 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
- a two-year 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
- 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
- a minimum of 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

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 an authorized piping inspector within the most recent three-year recertification 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 engineering 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 inspection documents (API 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 840, 841, 842, 843, 844, 845, 846, 847, 848, 849, 850, 851, 852, 853, 854, 855, 856, 857, 858, 859, 860, 861, 862, 863, 864, 865, 866, 867, 868, 869, 870, 871, 872, 873, 874, 875, 876, 877, 878, 879, 880, 881, 882, 883, 884, 885, 886, 887, 888, 889, 890, 891, 892, 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 900, 901, 902, 903, 904, 905, 906, 907, 908, 909, 910, 911, 912, 913, 914, 915, 916, 917, 918, 919, 920, 921, 922, 923, 924, 925, 926, 927, 928, 929, 930, 931, 932, 933, 934, 935, 936, 937, 938, 939, 940, 941, 942, 943, 944, 945, 946, 947, 948, 949, 950, 951, 952, 953, 954, 955, 956, 957, 958, 959, 960, 961, 962, 963, 964, 965, 966, 967, 968, 969, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976, 977, 978, 979, 980, 981, 982, 983, 984, 985, 986, 987, 988, 989, 990, 991, 992, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000).

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. This requirement shall be effective six years from the inspector's last 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 will not make such interpretations involving other standards. If necessary, with the appropriate committee officers and the committee membership. The API committee responsible for maintaining API 570 meets regularly to consider written requests for interpretations and revisions, and to develop new standards as dictated 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 for such consideration will be returned. However, 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 submitted, submitted it to 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.

As requests that do not provide the information needed for full understanding will be returned.

B.2 Inquiry Format

Inquiries shall be limited strictly 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:

- Scope**—The inquiry shall involve a single subject or closely related subjects. (An inquiry letter containing unrelated subjects will be returned.)
- 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 background information needed for complete understanding of the inquiry (such as sketches, as necessary) and include references to the applicable edition, section, paragraph, figure, and table.
- Inquiry**—The inquiry shall be stated in a condensed and precise question format, stating sufficient background information and, where appropriate, composed in such a way that "yes" or "no" (perhaps with provisos) would be a suitable reply. This inquiry statement should be technically and editorially correct. The inquiry shall state what the latest edition API 570 requires. If in the opinion of the inquirer a revision to API 570 is needed, the inquirer shall provide recommended wording.

Submit the request for interpretation to the API Request for Interpretation website at: <http://apiapi.org>

B.3 Request for Interpretation Responses

Responses to previous request for interpretation can be found on the API website at <http://www.api.org/standards/570/interpretations>.

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 E70X16 or E70X18, shall be used when welding materials conforming to ASTM A-23, Grades A and B; A-106, Grades A and B; A-333, A-334, API 5L, and other similar materials. These electrodes should also be used on lower grades of materials when the temperature of the material is below 50 °F (10 °C). The piping engineer should be consulted for needs involving different materials.

When AWS E70X16 or E70X18 electrodes are used on weld numbers 2 and 3 (see Figure C.1 below), the leads shall be deposited by starting at the bottom of the assembly and welding upwards. The diameter of the lead electrodes should not exceed 3/16 in. (4.8 mm). Electrodes larger than 3/16 in. (4.8 mm) may be used on weld number 1 (see Figure C.1), but the diameter should not exceed 3/8 in. (9.5 mm).

The longitudinal welds (number 1, Figure C.1) on the reinforcing sleeve shall be fixed with a suitable type or mod metal rodding pipe (see note) to avoid flexing the weld to the side wall of the pipe.

NOTE: If the original pipe using weld number 1 has been cracked thoroughly by ultrasonic methods and it is of sufficient thickness for welding, a full-thickness repair is recommended.

All repair and welding procedures for on-stream lines shall conform to API 2201.

C.2 Small Repair Patches

The diameter of electrodes should not exceed 3/16 in. (4.8 mm). When the temperature of the base material is below 50 °F (10 °C), low-hydrogen electrodes shall be used. Welding of small leaks depends on the temperature of the material and the size of the leak.

All repair and welding procedures for on-stream lines shall conform to API 2201.

Examples of small repair patches are shown below in Figure C.2.

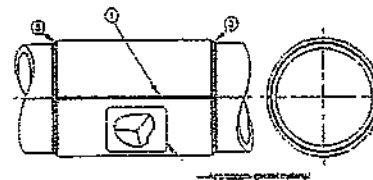


Figure C.1—End-repair sleeve

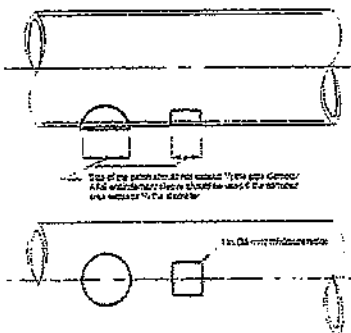


Figure C.2—Small Repair Patches

THERE'S MORE WHERE THIS CAME FROM.

API provides additional resources and programs to the oil and natural gas industry, which are based on API Standards. For more information, contact:

API MONOGRAM™ LICENSING PROGRAM

Phone: 202-962-4791
Fax: 202-962-8070
Email: certification@api.org

API QUALITY REGISTRAR (APIQR®)

> ISO 9001 Registration
> ISO/TS 16949 Registration
> ISO 14001 Registration
> API Spec Q1® Registration
Phone: 202-962-4791
Fax: 202-962-8070
Email: certification@api.org

API PERFORATOR DESIGN REGISTRATION PROGRAM

Phone: 202-962-4791
Fax: 202-962-8070
Email: perfdesign@api.org

API TRAINING PROVIDER CERTIFICATION PROGRAM (API TPCP™)

Phone: 202-962-8490
Fax: 202-962-8070
Email: tpcp@api.org

API INDIVIDUAL CERTIFICATION PROGRAMS (ICP™)

Phone: 202-682-8064
Fax: 202-682-8346
Email: icp@api.org

API ENGINE OIL LICENSING AND CERTIFICATION SYSTEM (EOLCS)

Phone: 202-682-6516
Fax: 202-962-4739
Email: eolcs@api.org

API PETROTEAM (TRAINING, EDUCATION AND MEETINGS)

Phone: 202-682-6195
Fax: 202-682-8222
Email: petroteam@api.org

API UNIVERSITY™

Phone: 202-682-6195
Fax: 202-682-8222
Email: training@api.org

Check out the API Publications, Programs, and Services Catalog online at www.api.org



API is a registered trademark of the American Petroleum Institute. All other trademarks are the property of their respective owners. API is not responsible for the content of any website or for the accuracy of any information contained therein.



12201, Street NW
Washington, DC 20004-4508
USA

202-962-8000

Additional copies are available through Technical
Phone Order: 1-800-477-7777 (not toll-free in the U.S. and Canada)
Fax Order: 202-962-8000 (toll-free in the U.S. and Canada)
Online Order: www.technical.com

Information about API Publications, Programs and Services
is available on the web at www.api.org

Product No. C07603

**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 3.76 mm.	
Material of Stepwedge : CS	Calibration Range : 2.5 - 25 mm.	Velocity : 5920	
Surface Condition : <input checked="" type="checkbox"/> On Paint <input type="checkbox"/> Smooth <input type="checkbox"/> Internal <input checked="" type="checkbox"/> External			

SEE ATTACHED DETAIL & DRAWING

Completed by	INSPECTED BY	REVIEWED BY	REVIEWED BY	APPROVED BY
Company	PAE TECHNICAL SERVICE	PAE TECHNICAL SERVICE	PAE TECHNICAL SERVICE	PTT GC
Signature				
Name	Mr. Chalorn S.	Mr. Ammarin T. / Supervisor	Mr. Pisan S. / Inspector Engineer	
Date	11 February 2021	11 February 2021	11 February 2021	

ULTRASONIC THICKNESS REPORT

REPORT No.: PAE-UTM-PTT GC7-001/2021

Equipment / Piping No.:		8-MEG-2010-E1PO		Refer Master Key Point Dwg. No.:		8-MEG-2010-E1PO		Corr. Circuit No.:	
Site:	PTT GC #7	UNIT:	BTF TO TOCGG						

TECHNICAL DATA

Location			Fluid		Design Condition				Operating Condition				Material				Paint				Insulation	
From	To		Size (inch.)	SCH	Nom.	Pressure		Temp.		Pressure		Temp.		UT date	wt.(mm.)	UT date	wt.(mm.)	CA (mm.)	SCR (mm ² /y.)	LCR (mm ² /y.)	SRL (yrs.)	LRL (yrs.)
						Barg	Kg/cm ² G	UT date	°C	Barg	Kg/cm ² G	UT date	°C									
						16.5	16.82538		50	4.23	4.313416		48									

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.)	CA (mm.)	SCR (mm/yr.)	LCR (mm/yr.)	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	-0.05	-0.04	-35.37	-45.28
3I	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.20					1.40	-0.03	-0.03	-47.85	-40.40
	C				3.76	2.80	4.15					1.35	-0.03	-0.03	-42.06	-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	-28.62	-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
4III	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	4.11					1.31	-0.02	-0.03	-56.29	-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	-33.55	-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
5II	A	Elbow 90°	8"	10S	3.76	2.80	3.69					0.89	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	UT date	UT date	UT date	UT date	UT date	UT date	UT date	UT date	UT date	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	-36.09	-46.45
	C				3.76	2.80	4.43											1.63	-0.04	-0.04	-36.59	-44.60
	E				3.76	2.80	4.07											1.37	-0.02	-0.03	-61.61	-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	4.49											1.69	-0.07	-0.04	-23.32	-45.62
	E				3.40	2.80	4.29											1.49	-0.06	-0.04	-26.18	-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	-28.46	-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	-26.65	-41.35
	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	-36.38
	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	-0.06	-0.04	-25.53	-41.54

[illegible]



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

Completed by	INSPECTED BY	REVIEWED BY	APPROVED BY	REVIEWED BY
Company	PAE TECHNICAL SERVICE	PAE TECHNICAL SERVICE	PAE TECHNICAL SERVICE	PTT GC
Signature				
Name	Mr. Chaloe S.	Mr. Ammarin T. / Supervisor	Mr. Pisan S. / Inspector Engineer	
Date	March 31, 2021	March 31, 2021	March 31, 2021	



Piping Inspection Result

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

เหตุผลการตรวจสอบ

☒ ตรวจสอบตามแผนการซ่อมบำรุง☐ ขยายผลท่อเสียหาย☐ CONFIRM การใช้งาน☐ CUI Corrosion Program

Summary :

ได้ดำเนินการตรวจสอบ Pipe Line No. 8-MEG-2010-E1P0 ตาม Work order no. -
โดยมีการตรวจสอบ ด้วยวิธี Visual Inspection (VI) การตรวจสอบสภาพภายนอกด้วยสายตา เพื่อตรวจสอบและตรวจ
สอบความหนา (UTM) โดยผลการตรวจสอบ มีรายละเอียดดังนี้

Inspection Result :

Item	Picture	Result	Recommendation	Remark
All	All	สภาพทั่วไปปกติ	N/A	

NDE :

- Visual Inspection (VT) :
- Ultrasonic Thickness Measurement (UTM) :

Recommendation :



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)	<input type="checkbox"/> N/A <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
2 Flange connection (Flange, Gasket, Bolt&Nut)	<input type="checkbox"/> N/A <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
3 Nozzle Connection (Vent, Drain, Pressure Indicator, Temp. Indicator)	<input type="checkbox"/> N/A <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
4 Branch Connection Point (T-Joint Welded or Threaded)	<input type="checkbox"/> N/A <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
5 Valves (Valve Flanged, Valve Welded, Valve Threaded)	<input type="checkbox"/> N/A <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
6 Steam Tracing / Electric Heat Tracing	<input type="checkbox"/> N/A <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
7 Existing Temporary Stop Leak (Clamping, Wrapping, Patching)	<input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
B. Support	
1 Pipe support (Pipe shoe, Brace Clamp, U Bolt, Guide, Leg)	<input type="checkbox"/> N/A <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
2 Support Structure (Beam)	<input type="checkbox"/> N/A <input checked="" type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
3 Spring Support (Standing / Hanging)	<input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
C. Insulation	
1 Cladding	<input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
2 Insulation	<input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
3 Sealing (Plastic Plug, Screw, Silicone Sealant)	<input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
4 Insulation support	<input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/> Normal <input type="checkbox"/> Abnormal
NDE	
1 Thickness Measurement	<input type="checkbox"/> N/A <input checked="" type="checkbox"/> Accept <input type="checkbox"/> Not Accept
2 Liquid Penetrant Testing	<input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/> Accept <input type="checkbox"/> Not Accept
3 Other	<input checked="" type="checkbox"/> N/A <input type="checkbox"/> Accept <input type="checkbox"/> Not Accept





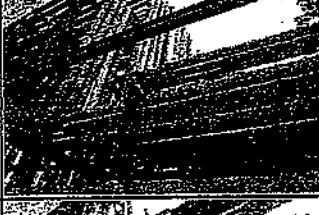









Note :

Picture Report

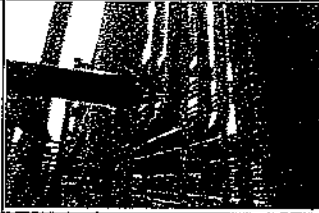

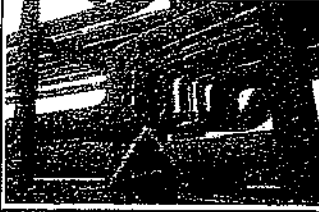




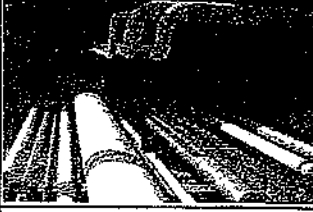
Report No.

PAE-UTM-PTT GC7-001/2021

Page : 1 of 2

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. :719 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	

Picture Report

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	Inf/Ext Damage	Repair Interval
Thinning	Corrosion (Localized, General etc), Erosion, pitting, CUI, Mechanical damage : wall loss, Scratch		Leak	Stop leak, Repair or Replace	AB	AI	Immediately
			$T < T_{min}$	Strengthening, Repair or Replace	SD	AU	Immediately
			$RL < 5 Yrs$	Strengthening, Repair or Replace	Onstream	AI	Within 2 Weeks
			$RL > 5 Yrs$ and $T_{min} < T < T_{Alert}$	Monitoring (Repair or Replace (1))	SD	AI	Immediately
					Onstream	AI	Within Half (1R)
				Painting	AI	External	Within 3 Months
Thinning Tube HE	Corrosion (Localized, General etc), Erosion, pitting, CUI, Mechanical damage : wall loss, Scratch	Tube - B Tube - C Tube - D	Depth > 0.5 mm and $T > T_{Alert}$	Monitoring	AI	External	Within 6 Months
				Monitoring	AI	Internal	Half life
				Monitoring	AI	Internal	Half life
Heater Coil Creep	Bulging, sagging	Bulge - C Bulge - A Bulge - B Bulge - C	more than 5 tube diameters	Replace		N/A	Immediately
			between 3-5 Tube diameters	Micro Surface Test, MAG Evaluation		N/A	Immediately
			less than 3 Tube diameters	Monitoring	AI	N/A	Within 5 Year
			more than 5% growth	Replace		N/A	Immediately
			between 3-5% growth	Micro Surface Test, MAG Evaluation		N/A	Immediately
			less than 5% growth	Monitoring		N/A	Within 5 Year
Cracks	Local Corrosion, Cracking, CUI, Stress Corrosion		Leak, Crack through the wall	Stop Leak, Repair or Replace	AI	AI	Immediately
			Crack not through the wall	Stop Leak, Repair or Replace, MAG Evaluation	SD	AI	Immediately
Leaking Deterioration			Leaking Damage	Repair/Replace	AI	AI	Immediately
Painting Deterioration							
Painting Deterioration	สีหลุดร่อน, ปรากฏไม่หลุดร่อน, Check	Paint-A Paint-B Paint-B Paint-C	สีหลุดร่อน, ปริมาณการเสื่อมสภาพเล็กน้อย 20% ของพื้นที่	Re-New Painting	AI	AI	Within 2 Years
			สีหลุดร่อน, ปริมาณการเสื่อมสภาพเล็กน้อย 20% ของพื้นที่	Repair Painting or Spot Area	AI	AI	Within 3 Years
			สีหลุดร่อน, ปริมาณการเสื่อมสภาพเล็กน้อย 20% ของพื้นที่	Painting	AI	AI	Within 3 Years
			สีหลุดร่อน, ปริมาณการเสื่อมสภาพเล็กน้อย 20% ของพื้นที่	Repair Painting	AI	AI	Within 4 Years
Insulation Damage	Cladding เกิด Corrosion เป็นขี้ผึ้ง หุมนก ฯลฯ Cladding เกิดรู, บวม, หลุด สะจับสกปรก, เปื้อนออก Cladding Silencer เสื่อมสภาพ พลาสติก plug หลุด เสื่อมสภาพ Insulation ติดไม่แน่น, Insulation อกไหม้/งอ Insulation wire mesh เป็นขี้ผึ้ง (basket type) Insulation เสื่อม ปลอก ขุ่นขาว เปื้อนขี้ผึ้ง	Insulation-A	Cladding เกิด Corrosion เป็นขี้ผึ้ง หุมนก ฯลฯ	Replace	AI	AI	Within 1 Year
			Insulation เสื่อม ปลอก ขุ่นขาว เปื้อนขี้ผึ้ง	Replace	AI	AI	Within 1 Year
			Insulation ติดไม่แน่น	Replace	AI	AI	Within 1 Year
		Insulation-B	Cladding เกิด Corrosion เป็นขี้ผึ้ง	Replace	AI	AI	Within 2 Year
			Cladding เกิดรู, บวม, หลุด สะจับสกปรก, เปื้อนออก	Repair	AI	AI	Within 2 Year
			Cladding Silencer เสื่อมสภาพ หลุดออก	Repair	AI	AI	Within 2 Year
			พลาสติก plug หลุด เสื่อมสภาพ	Replace/Repair	AI	AI	Within 2 Year
		Insulation-C	Insulation wire mesh เป็นขี้ผึ้ง (basket type)	Replace	AI	AI	Within 3 Years
			Insulation อกไหม้/งอ	Replace	AI	AI	Within 3 Years
Leak	การรั่วซึม ไม่มีการซ่อม Thinning หนัก ปะปนรั่ว, Picking รั่ว, รั่ว ฯลฯ		Leaking	Repair/Replace	AI	AI	Immediately
Other	การพบสิ่งผิดปกติที่นอกเหนือจากความเสียหายอื่น ๆ	Other-M	อื่นๆ ที่ไม่อยู่ในเกณฑ์ Severity อื่นๆ ที่มีความรุนแรงอยู่ในระดับปานกลาง (2)	Repair/Replace	AI	AI	Immediately
			อื่นๆ ที่ไม่อยู่ในเกณฑ์ Severity อื่นๆ ที่มีความรุนแรงอยู่ในระดับปานกลาง (2)	Repair/Replace	AI	AI	Depend on severity

* Note :

(1) ขึ้นอยู่กับลักษณะความเสียหาย และ condition การใช้งาน และ วิจารณ์จากผู้ตรวจสอบ

(2) Repair Interval ถ้าวันซ่อมพร้อมหรือก่อนวัน ที่ตรวจพบความเสียหายบนการวางแผนซ่อมแซมเมื่อการป้องกันหรือการเสื่อมสภาพ ซึ่งไม่เกี่ยวข้องกัน Inspect ของอุปกรณ์

Remark : Repair Painting and Insulation ให้พิจารณาถึงงานประเภทและระยะเวลาซ่อมแซมพื้นที่ที่มีโอกาสซ่อม

➤ 34ข

เอกสารตัวอย่างการตรวจสอบการรั่วไหลของ
สารเคมีและการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ



รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ


ประจำเดือน...กรกฎาคม...พ.ศ.... 2565... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.....
 ๐๑๗๑๘

(นายอำนาจ ภูศรี)

วันที่ตรวจสอบ.. 03/07/2565... ..

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...กรกฎาคม...พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.....

วันที่ตรวจสอบ..... 30 /07/2565.....

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน... สิงหาคม... พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.....

วันที่ตรวจสอบ.. 03/08/2565... ..

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...สิงหาคม....พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.....

วันที่ตรวจสอบ..... 30/08/2565.....

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน... กันยายน... พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.....

วันที่ตรวจสอบ.. 02/09/2565... ..

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...กันยายน...พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย... 

วันที่ตรวจสอบ..... 30/09/2565.....

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน... ตุลาคม... พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.....

วันที่ตรวจสอบ.. 02/10/2565... ..

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...ตุลาคม...พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.....

วันที่ตรวจสอบ..... 30/10/2565.....

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน... พฤศจิกายน...พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.....

วันที่ตรวจสอบ.. 02/11/2565... ..

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...พฤศจิกายน...พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.....

วันที่ตรวจสอบ..... 30/11/2565.....

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...ธันวาคม...พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....1.....

ระหว่าง BTF - Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย.

วันที่ตรวจสอบ.. 02/12/2565... ..

รายงานการตรวจสอบการรั่วไหลของท่อ

ประจำเดือน...ธันวาคม...พ.ศ.... 2565..... ครั้งที่.....2.....

ระหว่าง BTF – Jetty 1 (Girder 01-124)

ลำดับที่	รายการท่อ/โครงสร้างที่ตรวจ	ผลการตรวจสอบ		หมายเหตุ
		ปกติ	ผิดปกติ	
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
		ปกติ	ผิดปกติ	
1	VCM	✓		
2	EDC	✓		
3	MEG	✓		
4	Methanol	✓		
5	Pipe Bridge	✓		

ตรวจสอบโดย....

วันที่ตรวจสอบ..... 30/12/2565.....

➤ 35๒

เอกสารการรับรองจากวิศวกรออกแบบการก่อสร้างถังเก็บ
1,3 Butadiene และ Multi-purpose ระบบท่อขนส่งต่าง ๆ





ที่ กค ๐๕๐๒(๙)/ ๗๖๗/๗

ด้านศุลกากรมาบตาพุด
อ.เมือง จ.ระยอง ๒๑๑๕๐

๑๗ ธันวาคม ๒๕๕๖

เรื่อง ผ่อนผันให้ใช้ถึงและตารางคำนวณปริมาณความจุประจําถึงพร้อมเครื่องวัดระดับและอุณหภูมิอัตโนมัติ
ประจําถึงหมายเลข T-๖๕๘๓-๐๑A , T-๖๕๘๓-๐๑B ซึ่งผ่านการรับรองจากกรมสรรพสามิต

เรียน กรรมการผู้จัดการ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

อ้างถึง หนังสือบริษัทฯ ที่ C-EX-๕๓๘/๒๕๕๖ ลงวันที่ ๖ ธันวาคม ๒๕๕๖

ตามหนังสือที่อ้างถึง บริษัทฯ พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) ขออนุมัติใช้ถึงและ
ตารางคำนวณปริมาณความจุประจําถึงพร้อมเครื่องวัดระดับและอุณหภูมิอัตโนมัติประจําถึงหมายเลข
T-๖๕๘๓-๐๑A และ T-๖๕๘๓-๐๑B ซึ่งผ่านการรับรองจากกรมสรรพสามิต เพื่อตรวจสอบสําลักผลิตภัณฑ์
ปิโตรเลียมที่ส่งออกต่างประเทศ นั้น

ด้านศุลกากรมาบตาพุด ได้พิจารณาแล้วผอนผันให้บริษัทฯ ใช้ถึงและตารางคำนวณปริมาณ
ความจุประจําถึงพร้อมเครื่องวัดระดับและอุณหภูมิอัตโนมัติประจําถึงหมายเลข T-๖๕๘๓-๐๑A และ
T-๖๕๘๓-๐๑B ซึ่งผ่านการรับรองจากกรมสรรพสามิต เพื่อตรวจสอบสําลักผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมต่างประเทศได้
ตามระยะเวลาที่กรมสรรพสามิตได้อนุมัติ จนถึงวันที่ ๒๖ กันยายน ๒๕๖๑

ทั้งนี้ให้บริษัทฯ ปฏิบัติตามประกาศกรมศุลกากรที่ ๖๓/๒๕๕๓ เรื่องการอนุมัติผอนผันใช้ถึงและ
ตารางคำนวณปริมาณความจุประจําถึงที่กรมสรรพสามิตรับรองสําลักการนำเข้าและส่งออก โดยเคร่งครัด

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

ขอแสดงความนับถือ



นายด้านศุลกากรมาบตาพุด

ด้านศุลกากรมาบตาพุด

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



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) ได้ส่งมอบวิศวกรมาให้ บริษัท อีสเทิร์น ฟลูอิด ทรานสปอร์ต จำกัด (EFT) เพื่อพิจารณาและประสานงานกับเจ้าของโครงสร้างสำหรับวางท่อ ความละเอียดแล้วนั้น

บัดนี้ บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) (GLOW) ในฐานะเจ้าของโครงสร้างสำหรับวางท่อได้เห็นชอบในรูปแบบการก่อสร้างและให้ GC สามารถดำเนินการก่อสร้างวางท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ตามแบบที่ขออนุมัติมาได้ รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย

ในการนี้ EFT ได้พิจารณารายละเอียดแบบก่อสร้างของ GC เรียบร้อยแล้ว ขอเรียนให้ทราบว่า เป็นไปตามมาตรฐานทางวิศวกรรม สามารถดำเนินการก่อสร้างตามรูปแบบดังกล่าวได้ โดยขณะที่ดำเนินการก่อสร้าง และ/หรือ ภายหลังการก่อสร้าง หากทาง EFT มีความจำเป็นต้องขอให้ GC ทำการปรับปรุง และ/หรือ ทำการแก้ไขเพิ่มเติมจากรูปแบบที่ได้เสนอมาดังกล่าว ทาง GC จะต้องดำเนินการปรับปรุง และ/หรือ ทำการแก้ไขตามที่ EFT ได้แจ้งไว้

ทั้งนี้ ขอให้ GC ประสานงานกับเจ้าหน้าที่ของ EFT เพื่อขึ้นงวดรายละเอียดงานและรับทราบมาตรการด้านความปลอดภัย ก่อนที่จะเข้าพื้นที่ทำงานต่อไป

ในกรณีข้อสงสัยหรือต้องการข้อมูลใด ๆ เพิ่มเติมกรุณาติดต่อคุณกนกพร หิมเสน (ผู้จัดการโครงการ) เบอร์โทรศัพท์ 038 687 513-4 ต่อ 23

จึงเรียนมาเพื่อทราบและโปรดดำเนินการ

ขอแสดงความนับถือ



ผู้จัดการทั่วไป

สำเนาเรียน : ผู้อำนวยการสำนักงานนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด

คุณพนิดา จินายน GC



บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

สำนักงานใหญ่ เลขที่ 55911 ถนนสุขุมวิท 101/1 แขวงคลองเตย เขตคลองเตย กรุงเทพมหานคร 10110 โทรศัพท์ 02-0105500 โทรสาร 02-0105501-6600
สำนักงานสาขา เลขที่ 335 ถนนสุขุมวิท 101/1 แขวงคลองเตย เขตคลองเตย กรุงเทพมหานคร 10110 โทรศัพท์ 02-0105501-6600 โทรสาร 02-0105501-6600

ที่ 22-TP-PP-005/2561

5 กันยายน 2561

หนังสือที่อ้างถึง " - "

เรื่อง ขออนุญาตก่อสร้างวางท่อเพื่อขนส่งผลิตภัณฑ์ของบริษัท GC บน PIPERACK

เรียน



ผู้จัดการทั่วไป

บริษัท อีศเทิร์น ฟลูอิด ทราสปอร์ต จำกัด (EFT)

อ้างถึง หนังสือขออนุมัติหลักการของบริษัท 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 อีศเทิร์น ฟลูอิด ทราสปอร์ต จำกัด (EFT) ได้ดัดแปลงขออนุมัติในหลักการก่อสร้างวางท่อผลิตภัณฑ์ให้กับบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (PTGC) จำนวน 1 เส้น มีกำหนดการก่อสร้างจะเริ่มวันที่ 20 กันยายน 2561 และจะแล้วเสร็จวันที่ 31 มีนาคม 2562 มีรายละเอียดท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ ดังนี้

ITEM	DIAMETER (Inch)	INSULATION (mm.)	CONTAINED	FROM	TO
1	3	-	Methanol	PTGC 7	P/R PTGC I-1 road

บัดนี้ บริษัทฯ ได้ทำการออกแบบด้านวิศวกรรมเสร็จเป็นที่เรียบร้อยแล้ว จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จาก EFT ในการประสานงานกับทางเจ้าของโครงการวางท่อที่เกี่ยวข้อง เพื่อพิจารณาอนุมัติให้บริษัทฯ ดำเนินการก่อสร้างวางท่อขนส่งผลิตภัณฑ์ดังกล่าว รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย

ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้มอบหมายให้บริษัท พีทีที เอนเนอร์จี้ แอนด์ เคมิคอล จำกัด เป็นตัวแทนการประสานงานในโครงการนี้ ในกรณีที่มีข้อสงสัยหรือต้องการทราบข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับโครงการเพิ่มเติม สามารถติดต่อคุณวราภรณ์ วงศ์กิตติดำรง เบอร์โทร 089-827-7692 หรือคุณนันทพร อ่อนจันทร์ โทร 091-719-5359

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ

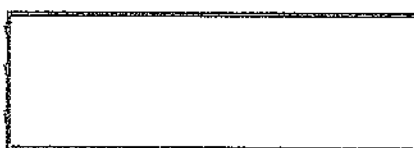


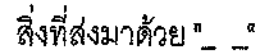
ผู้จัดการฝ่ายหน่วยงานบริหาร โครงการของโรงงาน

หน่วยงานบริหาร โครงการของโรงงาน (TP-PP)

โทรศัพท์ 0 3897 1026 และ โทรสาร 0 3899 4111

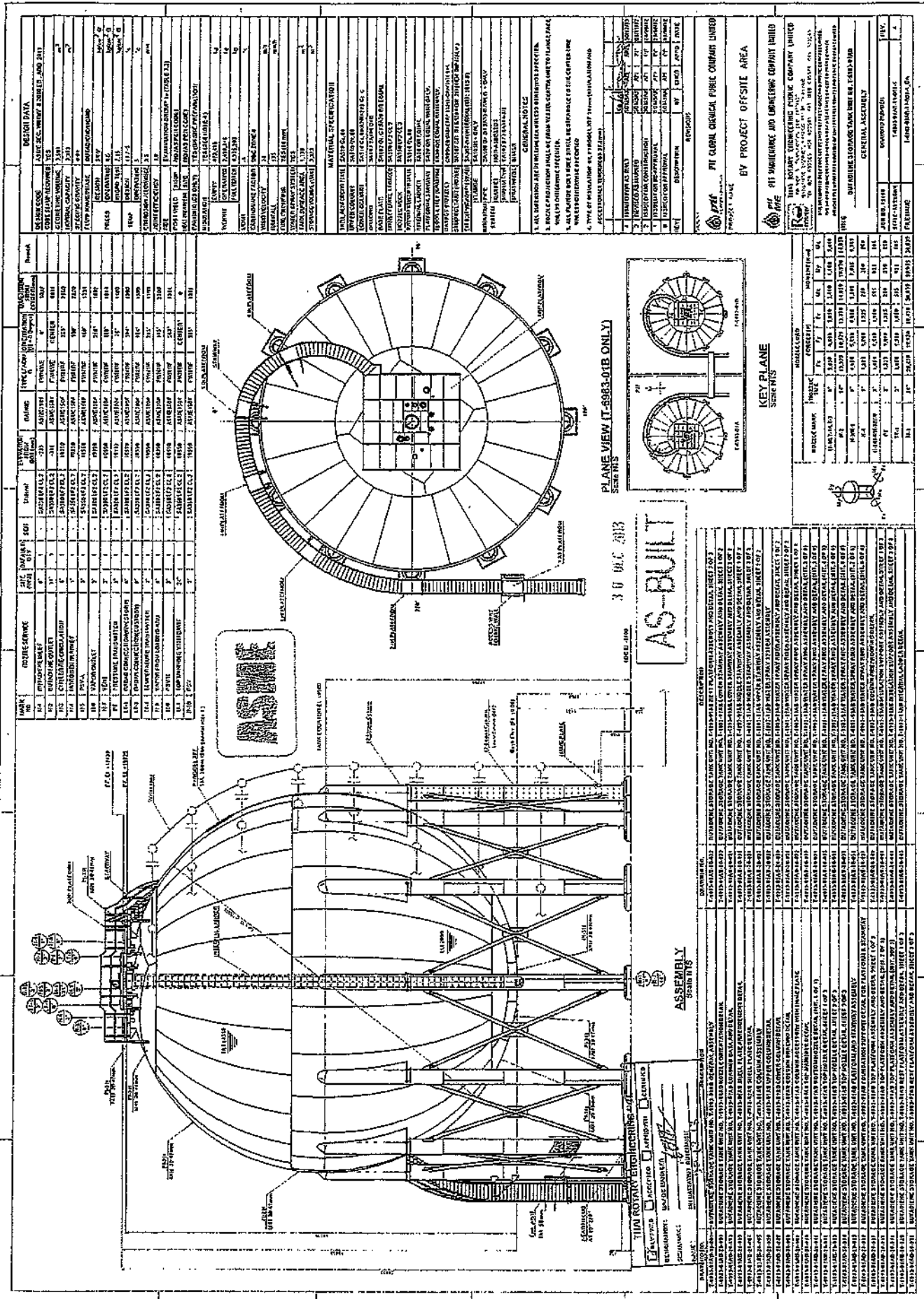
สำเนาเรียน :





October 1, 2018

Page 1 of 1



DESIGN DATA			
DESIGN CODE	ASME SEC. VIII, DIV. 1, 2011	DESIGNER	...
DESIGN NAME	...	DATE	...
DESIGN NO.	...	REV.	...
DESIGN DATE	...	REV.	...
DESIGN BY	...	REV.	...
DESIGN CHECK	...	REV.	...
DESIGN APPROVE	...	REV.	...
DESIGN SCALE	...	REV.	...
DESIGN UNIT	...	REV.	...
DESIGN SYSTEM	...	REV.	...
DESIGN MATERIAL	...	REV.	...
DESIGN WELDING	...	REV.	...
DESIGN COATING	...	REV.	...
DESIGN INSULATION	...	REV.	...
DESIGN PAINTING	...	REV.	...
DESIGN CLEANING	...	REV.	...
DESIGN STORAGE	...	REV.	...
DESIGN TRANSPORT	...	REV.	...
DESIGN OPERATION	...	REV.	...
DESIGN MAINTENANCE	...	REV.	...
DESIGN DISPOSAL	...	REV.	...

MATERIAL SPECIFICATION			
ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QTY
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20

GENERAL NOTES			
1.
2.
3.
4.
5.
6.
7.
8.
9.
10.
11.
12.
13.
14.
15.
16.
17.
18.
19.
20.


REVISIONS			
NO.	DESCRIPTION	BY	DATE
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20

PROJECT DATA			
PROJECT NAME	...	PROJECT NO.	...
PROJECT LOCATION	...	PROJECT DATE	...
PROJECT OWNER	...	PROJECT ENGINEER	...
PROJECT DESIGNER	...	PROJECT CHECKER	...
PROJECT APPROVER	...	PROJECT REVIEWER	...
PROJECT SUBMITTER	...	PROJECT DATE	...
PROJECT SCALE	...	PROJECT UNIT	...
PROJECT SYSTEM	...	PROJECT MATERIAL	...
PROJECT WELDING	...	PROJECT COATING	...
PROJECT INSULATION	...	PROJECT PAINTING	...
PROJECT CLEANING	...	PROJECT STORAGE	...
PROJECT TRANSPORT	...	PROJECT OPERATION	...
PROJECT MAINTENANCE	...	PROJECT DISPOSAL	...

GENERAL ASSEMBLY			
ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QTY
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20




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			
<p>Item No. : T-6983 A/B</p> <p>Title : BUTADIENE STORAGE TANK PROJECT</p> <p>Description : SPHERICAL TANK, 19,000 MM</p>			
2	26-Dec-2013	issued for Construction	Tis
1	17-Oct-2012	Issued for Construction	Tis
0	23-Aug-2012	Issued for Construction	Tis
REV.	DATE	DESCRIPTION	Pr

	USER'S DESIGN SPECIFICATION FOR BUTADIENE STORAGE TANK	Doc. No. : T-6983 A/B -001
		Revision No. : 2
		Page No. : 2 of 8

CONTENTS

1. GENERAL.....	
2. RELATED DOCUMENTS.....	
3. DESIGN CRITERIA.....	
4. MATERIAL SPECIFICATIONS.....	
5. CONSTRUCTION.....	
6. INSPECTION AND PRESSURE TESTS.....	
7. OVERPRESSURE PROTECTION.....	
8. OTHER.....	

	USER'S DESIGN SPECIFICATION FOR BUTADIENE STORAGE TANK		Doc. No. : T-5983 A/B -001
			Revision No. : 2
			Page No. : 3 of 8

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 Vessel 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, data 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 data 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.

	USER'S DESIGN SPECIFICATION FOR BUTADIENE STORAGE TANK	Doc. No. : T-6983 A/B -001
		Revision No. : 2
		Page No. : 4 of 8

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. DESIGN 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
---------------------	---	------------------------

	USER'S DESIGN SPECIFICATION FOR BUTADIENE STORAGE TANK	Doc. No. : T-6983 A/B -001
		Revision No. : 2
		Page No. : 5 of 8

Design Specific Gravity : 640 kg/cm³

Liquid stored : 1,3 Butadiene

Mln. 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 Column : 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

	USER'S DESIGN SPECIFICATION FOR BUTADIENE STORAGE TANK	Doc. No. : T-6983 A/B -001
		Revision No. : 2
		Page No. : 6 of 8

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

	USER'S DESIGN SPECIFICATION FOR BUTADIENE STORAGE TANK	Doc. No. : T-6983 A/B -001
		Revision No. : 2
		Page No. : 7 of 8

GASKET

Nozzle Flange	:	GROOVED GASKET RF. SS316 + GRAPHITE B9A
Manhole	:	GROOVED GASKET RF. SS316 + GRAPHITE B9A

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.



USER'S DESIGN SPECIFICATION FOR
BUTADIENE STORAGE TANK

Doc. No. : T-6983 A/B -001

Revision No. : 2

Page No. : 8 of 8

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 vesselsT-6983 A/B.....

(Company name) PTT Global Chemical Public Company Limited...

Certified by :

Title and areas of responsibility: Project Engineer / Certified of Process and Mechanical Design

Date: 27/12/13

Certified by :

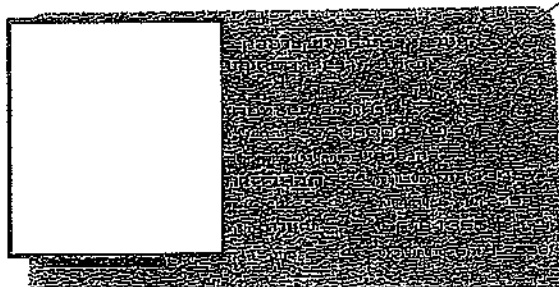
Title and areas of responsibility: Project Engineer / Certified of Process and Mechanical Design

Date: 27/12/13

Professional Engineer Seal: (As required).....

.....Not required.....

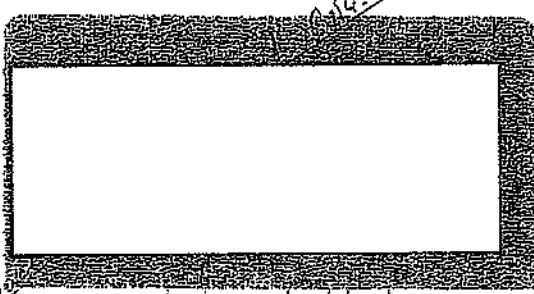
Date:



กรมส่งเสริมการค้าระหว่างประเทศ
กระทรวงพาณิชย์

กรมส่งเสริมการค้าระหว่างประเทศ
กระทรวงพาณิชย์

โครงการส่งเสริมการค้าระหว่างประเทศ
Butene-1 Project 1994



กรมส่งเสริมการค้าระหว่างประเทศ
กระทรวงพาณิชย์
031180
407/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10310
โทรศัพท์ 0-2625-6225 โทรสาร 0-2625-6225 <http://www.doe.go.th>



**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 Rotary Engineering Public Company Limited.....(MDR No.T-6983-01AB-85-026-1)

Certified

Title and areas of responsibility:.....

..... (Thailand).....

Date:..... 30 JUL 2013

Certified by

Title and areas of responsibility:.....

Date:.....

Professional Engineer Seal: (As required)

.....Not required.....

Date:.....

Authorized Inspector Review:.....

Date:.....

➤ 36ข

เอกสารขั้นตอนการตรวจสอบรอยเชื่อมต่อ
ด้วยวิธีฉายรังสีของโครงการ





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	2503/2020	Migration (การโยกย้าย)	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

	Page
1. Purpose/Objective.....	1
2. Scope	2
3. Roles and Responsibility	3
4. Workflow	4
5. Detailed Narrative of Workflow	5
6. Appendix	14

I. 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 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 ITP.

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 condition 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, fibreglass 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 conditions 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.

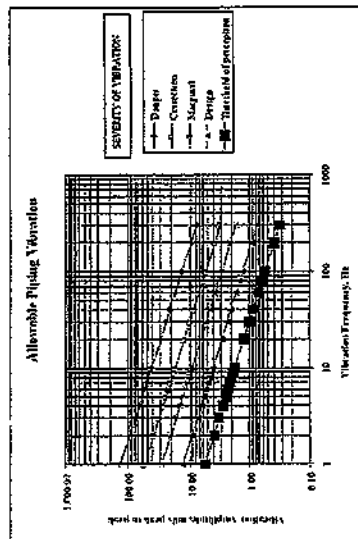
5.3.8 Piping in Creep Range

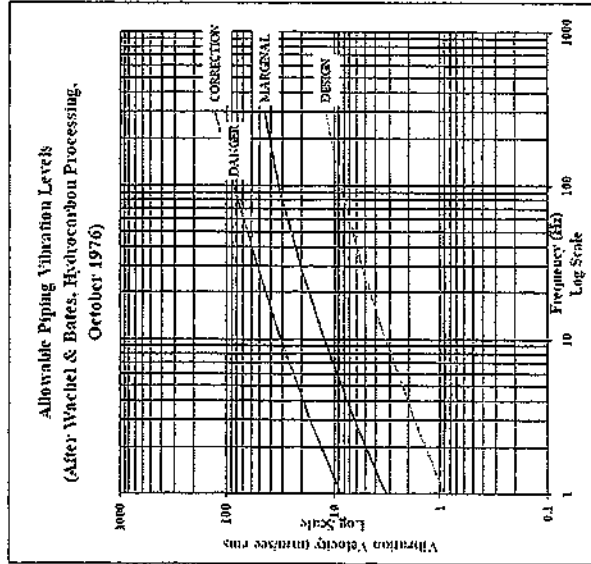
Where a piping system is evaluated to be operated in the creep range, regular selective inspection for creep damage is necessary. The applicable modes of inspection are dye-penetrant, magnetic particle and metallographic examination (e.g. Replica) or a

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 fractured 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 GALLIUM 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.

CRIMS: 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 in consultation 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 whenever 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/medium.

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 reducers.

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
 - o Delta T > 100 deg C
 - o 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 to 10D or 250 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 girth. If D<6" coverage is all circumference of all 10D; if D>8" 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. PWT etc.)
- Marking of quill orientation
- Register new scope in CMMS against relevant line number.
- Inspection area set 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 brashed 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 completion 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 Ranges
16. Champs – registered?
17. Buried sections/soil build-up
18. Steam tracing leaks and functioning properly

19. Steam traps functioning
20. House-keeping/needs/etc
21. Dead-legs/seldom used lines/low points
22. Sleeves/wrapping intact/damaged

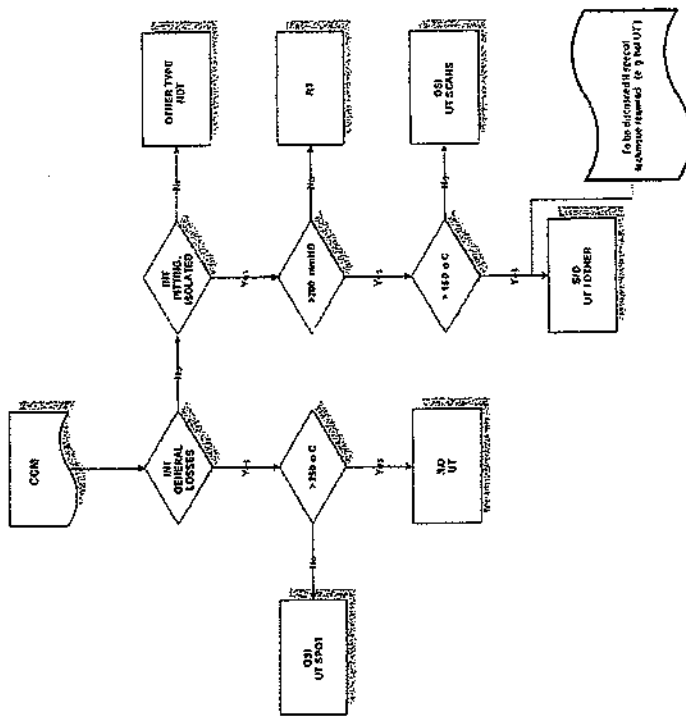
Note: this checklist is intended as a guide for external inspection, covering items that should be considered during inspection of piping. The list is not exhaustive, and the inspector should apply knowledge and experience in the interpretation and application of the inspection findings

6.4 Other Supporting Information

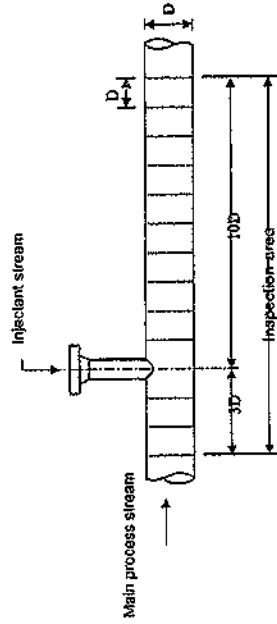
- 1) ASME B31.3: Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
- 2) API RP 570: Piping Inspection Code
- 3) API RP 574: Inspection of piping, tubing, valves and fittings

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.

[illegible][illegible]

➤ 37ข

**เอกสารแบบฟอร์มการขออนุญาตเข้าทำงาน
ถ่ายภาพด้วยรังสี (Radiography work Permit)
ของโครงการ**





บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

F-(Q-TS)-OEMS-017: ใบอนุญาตทำงานถ่ายภาพด้วยรังสี
(Radiography Work Permit)

ใบอนุญาตทำงานถ่ายภาพด้วยรังสี (Radiography Work Permit)



บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ใบสั่งงานเลขที่

ใบอนุญาตเลขที่ XXX running number

ผู้ขออนุญาตทำงานด้วยรังสี (ชื่อ-สกุล) : _____ ตั้งเกิด _____ โทรศัพท์/ช่องวิทยุสื่อสาร _____
วันที่ปฏิบัติงาน _____ / _____ / _____ ช่วงเวลา _____ ถึง _____ จำนวนผู้ปฏิบัติงาน _____ คน
ใบอนุญาตทำงานนี้สำหรับ (ระบุบริษัทผู้รับเหมา) _____ หน่วยงาน PTTGC ที่ควบคุมงาน (ระบุชื่อหน่วยงาน) _____
พื้นที่ปฏิบัติงาน (GPC/BU/Plant) _____ อุปกรณ์/บริเวณที่ปฏิบัติงาน _____
ชนิดของต้นกำเนิดรังสี (Source) _____ หมายเลขรหัส _____ ความแรงรังสี _____ คูรี (curie, Ci) จำนวนที่พิมพ์ _____

รายการตรวจสอบการเตรียมความพร้อมด้านความปลอดภัยด้วยรังสี

ใช่	ไม่ใช่	รายการตรวจสอบ	ใช่	ไม่ใช่	รายการตรวจสอบ
		มีหนังสืออนุญาตมีไว้ในครอบครองหรือใช้สารกัมมันตรังสีถูกต้องตามกฎหมาย หนังสืออนุญาตเลขที่ _____ หมายเลขรหัส Projector _____ <ul style="list-style-type: none">- รายละเอียดของ Source ตรงกับหนังสืออนุญาต- รหัสหน่วยงานถูกต้อง- หนังสืออนุญาตยังไม่หมดอายุ- หมายเลขรหัส Projector ตรงกับหนังสืออนุญาต			มีเครื่องมือสำรวจรังสีแบบเคลื่อนที่ (Survey Meter) พร้อมใบรับรองการสอบเทียบ (Calibration Certification) หมายเลขรหัส Survey Meter _____
		อุปกรณ์และต้นกำเนิดรังสี (Source) <ul style="list-style-type: none">- ผ่านการตรวจสอบตามกฎหมายอย่างถูกต้อง- ใบรับรองการตรวจสภาพยังไม่หมดอายุ- มี Source Certification- หมายเลขรหัส Projector ตรงกับใบรับรองการตรวจสภาพ- มี Pre-use inspection ก่อนใช้งาน			มีอุปกรณ์บันทึกปริมาณรังสีประจำบุคคลสำหรับผู้ปฏิบัติงานด้วยรังสีทุกคนแล้ว
		มีรายการคำนวณระยะปลอดภัยและรับรองโดยเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยรังสีของผู้รับเหมาแล้ว			มีสัญญาณให้กระชับสีแดง อุปกรณ์สำหรับกั้นพื้นที่ควบคุมงานด้วยรังสี และป้ายเตือนข้อความ "ระวังอันตรายจากรังสี ห้ามเข้า" ด้วยตัวอักษรสีดำบนพื้นสีแดงแล้ว
		มี Job Safety Analysis (JSA) แล้ว			มีเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยรังสี (RSO) ของผู้รับเหมาควบคุมการทำงานด้วยรังสีแล้ว ชื่อ _____
					ผู้ปฏิบัติงานด้วยรังสี ผ่านการอบรมหลักสูตรความปลอดภัยเกี่ยวกับรังสี และมีการอบรมทบทวนอย่างน้อยปีละ 1 ครั้งแล้ว
					ผู้ปฏิบัติงานหญิง ไม่ตั้งครรภ์
					จัดเตรียมแผนป้องกันและระงับอันตรายจากรังสี กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินทางรังสีแล้ว

ลงชื่อผู้ควบคุมงานผู้รับเหมา (Contractor Supervisor) _____ วันที่ _____ / _____ / _____

ลงชื่อผู้ควบคุมงานบริษัท (PTTGC Supervisor) _____ วันที่ _____ / _____ / _____

ตรวจสอบการเตรียมความพร้อมแล้ว สามารถขออนุญาตทำงานด้วยรังสีกับ Area Owner ได้
โดยผู้รับเหมาต้องกั้นพื้นที่ควบคุมงานด้วยรังสี และติดตั้งสัญญาณให้กระชับสีแดง พร้อมติดตั้งป้ายเตือนข้อความ: "ระวังอันตรายจากรังสี ห้ามเข้า" โดยพื้นที่ควบคุมงานรังสีจะต้อง
- มีระยะห่างจากต้นกำเนิดรังสี (Source) ตามระยะปลอดภัยที่ได้จากการคำนวณ และ
- มีการวัดความแรงรังสี ด้วยเครื่องมือสำรวจรังสีแบบเคลื่อนที่ (Survey Meter) โดยความแรงของรังสีที่อยู่นอกเขตควบคุมงานด้วยรังสี จะต้องไม่เกิน 2 มิลลิเรมต่อชั่วโมง (2mR/hr)
ข้อควรปฏิบัติ ข้อควรระวัง (ถ้ามี) _____

ใบอนุญาตมีใช้ถึงวันที่ _____

ลงชื่อผู้อนุญาตทางเทคนิคด้านรังสี (Radiation Technical Approver) _____ วันที่ _____ / _____ / _____

ข้าพเจ้าได้ทราบบนข้อกล่าวหาหรือข้อสงสัยเกี่ยวกับความปลอดภัย ข้อควรปฏิบัติ ข้อควรระวังในการปฏิบัติงานแล้ว และจะสื่อสารให้ผู้ปฏิบัติงานรับทราบและปฏิบัติตามอย่างเคร่งครัด

ลงชื่อผู้ควบคุมงานผู้รับเหมา (Contractor Supervisor) _____ วันที่ _____ / _____ / _____

ลงชื่อเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยรังสี (RSO) ของผู้รับเหมา _____ วันที่ _____ / _____ / _____

Section 1: Permit Request

Section 2: Verification and Approval

➤ 38๒

เอกสารการแต่งตั้งคณะทำงานอนุรักษ์พลังงาน
ประจำพื้นที่





คำสั่ง คณะกรรมการ GC Operational Excellence

ที่ กก.002/ 2565

เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่

เพื่อให้การดำเนินงานด้านการอนุรักษ์และการจัดการพลังงานของบริษัทฯ และกลุ่มบริษัทฯ เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ สอดคล้องตามพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 (แก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ. 2550) อาศัยอำนาจตามคำสั่งบริษัทฯ ที่ กก. 037/2562 เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการ GC Operational Excellence จึงมีคำสั่ง ดังนี้

ข้อ 1. ให้ยกเลิกคำสั่งคณะกรรมการ GC Operational Excellence ที่ 006/2563 เรื่อง แต่งตั้งคณะกรรมการอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่ ลงวันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ. 2563

ข้อ 2. แต่งตั้งคณะกรรมการอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่ของแต่ละหน่วยงานผลิต ประกอบด้วย

- | | |
|---|--------------------------------------|
| 1. ผู้จัดการฝ่ายหน่วยงานผลิต | ประธานคณะกรรมการ |
| 2. ผู้จัดการส่วน Plant Operation | คณะกรรมการ |
| 3. ผู้จัดการส่วน Asset Utilization | คณะกรรมการ |
| 4. ผู้จัดการส่วน Plant Technical | คณะกรรมการ |
| 5. ผู้จัดการส่วน Maintenance | คณะกรรมการ |
| 6. ผู้จัดการส่วน Control System Maintenance | คณะกรรมการ |
| 7. ผู้จัดการส่วน Major Overhauls Maintenance | คณะกรรมการ |
| 8. ผู้จัดการส่วน Reliability | คณะกรรมการ |
| 9. ผู้จัดการส่วน Maintenance Planning | คณะกรรมการ |
| 10. Day Manager | คณะกรรมการ |
| 11. Senior Process Engineer หรือ Process Engineer
ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงานผลิต | คณะกรรมการและผู้ช่วย EnMR |
| 12. Senior Process Engineer หรือ Process Engineer
ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน
Process Technology | คณะกรรมการและผู้ประสานงานด้านพลังงาน |

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 คณะทำงานและผู้ช่วย EnMR
ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน
General Administration
5. Senior Process Engineer หรือ Process Engineer คณะทำงานและผู้ประสานงานด้านพลังงาน
ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน
Process Technology

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 คณะทำงานและผู้ช่วย EnMR
ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน
Laboratory Operation Services
6. Senior Process Engineer หรือ Process Engineer คณะทำงานและผู้ประสานงานด้านพลังงาน
ที่ได้รับมอบหมายจากผู้จัดการฝ่ายหน่วยงาน
Process Technology

ข้อ 5. ให้คณะทำงานอนุรักษ์พลังงานประจำพื้นที่ ตามข้อ 2 ถึง 4 มีหน้าที่ความรับผิดชอบดังต่อไปนี้

1. ดำเนินการและควบคุมดูแลให้การอนุรักษ์และจัดการพลังงานสอดคล้องกับนโยบายอนุรักษ์พลังงานและวิธีการจัดการพลังงานของโรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุม รวมทั้งตามมติที่ประชุม ที่เกี่ยวข้อง
2. ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อขอความร่วมมือในการดำเนินงานตามนโยบายอนุรักษ์พลังงานและวิธีการจัดการพลังงาน รวมทั้งจัดการฝึกอบรมหรือกิจกรรมเพื่อสร้างจิตสำนึกแก่บุคลากรของโรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุม
3. รายงานผลการอนุรักษ์และการจัดการพลังงานตามนโยบายอนุรักษ์พลังงานและวิธีการจัดการพลังงานของโรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุมให้เจ้าของโรงงานควบคุมหรือเจ้าของอาคารควบคุมทราบ
4. เสนอแนะเกี่ยวกับการกำหนดหรือทบทวนนโยบายอนุรักษ์พลังงานและวิธีการจัดการพลังงานให้เจ้าของโรงงานควบคุมหรือเจ้าของอาคารควบคุมพิจารณา

5. สนับสนุนเจ้าของโรงงานควบคุมหรือเจ้าของอาคารควบคุมในการดำเนินการตามกฎกระทรวง กำหนดมาตรฐาน หลักเกณฑ์ และวิธีการจัดการพลังงานในโรงงานควบคุมหรืออาคารควบคุม ให้มีประสิทธิภาพและประสิทธิผลยิ่งขึ้น

ทั้งนี้ ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป

ลง ณ วันที่ 27 มกราคม พ.ศ. 2565



(นายวิทธิ นามวงษ์)

ประธานเจ้าหน้าที่ปฏิบัติการ กลุ่มปฏิบัติการเพื่อความเป็นเลิศ

ประธานคณะกรรมการ GC Operational Excellence



กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ใบตอบรับการส่งรายงานการจัดการพลังงาน

เลขที่รับ รกร.2103-64/65

ชื่อนิติบุคคล บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (52101-0007)

ชื่อโรงงานควบคุม บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขาที่ 7

ประเภท อุตสาหกรรมการผลิตอื่นๆ

หน่วยงาน เอกชน

ชื่อผู้ประสานงาน

โทรศัพท์

รับเมื่อวันที่ 05/04/2565 โดยมีเอกสารดังนี้

กลุ่ม 2

* 412043060664 *

เอกสารประกอบ

- ☐ หนังสือนำเสนอรายงาน
- ☒ รายงานจัดการพลังงาน พ.ศ. 2564 จำนวน 1 ชุด
- ☒ CD รายงานการจัดการพลังงาน จำนวน 1 ชุด
- ☒ รายงานสรุปผลการตรวจสอบและรับรองรายงานการจัดการพลังงาน จากผู้ตรวจสอบฯ
- ☒ CD รายงานผู้ตรวจสอบ
- รับวันที่ 05/04/2565

โดย ตนเอง

ACs บริษัท เฟื่องสิริ เอ็นจิเนียริง จำกัด ภายใต้ อพ.(2)

ลงชื่อ ผู้รับรายงาน
การจัดการพลังงาน

ลงชื่อ ผู้รับรายงาน
ผู้ตรวจสอบ

หากท่านต้องการรายละเอียดเพิ่มเติม โปรดติดต่อกลุ่มวิชาการ

โทรศัพท์ 0 2222 4102 - 9 ต่อ 1407 , 1411, 1669

โทรสาร 0 2226 3943

➤ 39๒

เอกสารสำเนาหนังสือนำส่งรายงานให้กับ
เทศบาลเมืองมาบตาพุด





บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

สำนักงานใหญ่ : เลขที่ 555/1 ศูนย์อำนวยการบริหารพื้นที่พิเศษภาคตะวันออก 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

บจ. เลขที่ 0107554000267

ที่ 25 - 021/2565

15 กรกฎาคม 2565

เรื่อง รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2565

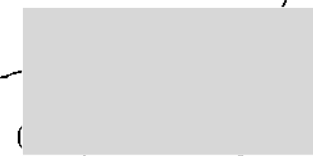
เรียน นายกเทศมนตรี เทศบาลเมืองมาบตาพุด

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการท่าเทียบเรือ และคลังผลิตภัณฑ์ ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2565 จำนวน 1 เล่ม
2. CD-ROM รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการท่าเทียบเรือ และคลังผลิตภัณฑ์ ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2565 จำนวน 1 แผ่น

บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา 7 ท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ ใ้ขอ
นำส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตาม
ตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการท่าเทียบเรือและคลังผลิตภัณฑ์ ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือน
มกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2565 ดังรายละเอียดในสิ่งที่ส่งมาด้วย

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ



ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่

สายงานสาธารณูปโภค

หน่วยงาน SHE - Utilities

โทร. 2074

ได้รับหนังสือฉบับนี้ไว้แล้ว
ลงชื่อ.....ผู้รับ
(.....)
วันที่.....

➤ 40๗

**เอกสารการบันทึก Shipment Summary
Report for (VCM) ,เอทธิลีนไดคลอไรด์ (EDC)
และสาร 1,3 บิวทาไดอิน**



PTT GLOBAL CHEMICAL PUBLIC COMPANY LIMITED
SHIPMENT SUMMARY REPORT

Page No. 1

Work Order 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 Departed Date	Lay Time Used (Hr)	Time Along Side (Hr)	Time Discharge (Hr)	Unit Type
WO-202207-0374	6603	GAS HARMONY	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	05/07/2022 05:45:00	05/07/2022 07:50:00	05/07/2022 08:20:00	06/07/2022 00:30:00	06/07/2022 01:40:00	05/07/2022 07:10:00	06/07/2022 08:00:00	19.917	19.833	16.167	MT
WO-202207-1742	6609	GAS HARMONY	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	16/07/2022 16:45:00	17/07/2022 06:40:00	17/07/2022 07:15:00	18/07/2022 06:30:00	18/07/2022 01:30:00	17/07/2022 05:55:00	18/07/2022 03:00:00	32.750	21.083	17.250	MT
WO-202207-2476	6613	GAS HARMONY	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	23/07/2022 11:30:00	24/07/2022 06:40:00	24/07/2022 06:30:00	24/07/2022 23:50:00	25/07/2022 06:40:00	24/07/2022 06:05:00	25/07/2022 03:00:00	37.167	20.917	17.500	MT
WO-202208-2957	6631	GAS ONE	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	26/08/2022 14:30:00	26/08/2022 18:10:00	26/08/2022 19:25:00	27/08/2022 11:30:00	27/08/2022 12:15:00	26/08/2022 17:15:00	27/08/2022 14:00:00	21.750	20.750	16.083	MT
WO-202209-2513	6639	GAS LOTUS	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	23/09/2022 15:00:00	23/09/2022 16:45:00	23/09/2022 17:10:00	24/09/2022 08:35:00	24/09/2022 09:10:00	23/09/2022 15:46:00	24/09/2022 11:00:00	18.167	19.200	15.417	MT
WO-202209-3107	6642	GAS LOTUS	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	29/09/2022 21:08:00	01/10/2022 09:10:00	01/10/2022 09:40:00	02/10/2022 02:30:00	02/10/2022 03:30:00	01/10/2022 07:48:00	02/10/2022 05:00:00	54.367	21.200	16.833	MT
WO-202210-0772	6645	GAS LOTUS	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	07/10/2022 09:45:00	07/10/2022 11:40:00	07/10/2022 12:05:00	08/10/2022 04:50:00	08/10/2022 05:50:00	07/10/2022 10:48:00	08/10/2022 07:00:00	20.083	20.200	16.750	MT
WO-202210-1519	6648	GAS LOTUS	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	13/10/2022 06:00:00	13/10/2022 08:00:00	13/10/2022 08:15:00	14/10/2022 00:55:00	14/10/2022 02:00:00	13/10/2022 06:42:00	14/10/2022 04:00:00	20.000	21.300	16.667	MT
WO-202210-3009	6654	GAS HARMONY	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	28/10/2022 00:45:00	28/10/2022 12:50:00	28/10/2022 13:25:00	29/10/2022 06:15:00	29/10/2022 07:00:00	28/10/2022 02:50:00	29/10/2022 08:00:00	30.250	29.167	16.833	MT
WO-202211-0253	6659	GAS HARMONY	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	03/11/2022 05:15:00	03/11/2022 07:10:00	03/11/2022 07:46:00	04/11/2022 00:46:00	04/11/2022 01:45:00	03/11/2022 06:50:00	04/11/2022 03:00:00	26.500	20.167	16.550	MT
WO-202211-0586	6661	GAS ONE	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	05/11/2022 01:30:00	05/11/2022 15:20:00	05/11/2022 19:20:00	06/11/2022 11:25:00	06/11/2022 12:15:00	05/11/2022 17:40:00	06/11/2022 13:00:00	34.750	19.333	16.083	MT
WO-202212-1359	6672	GAS ONE	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	14/12/2022 20:40:00	14/12/2022 23:00:00	14/12/2022 23:35:00	15/12/2022 17:20:00	15/12/2022 18:10:00	14/12/2022 21:35:00	15/12/2022 20:00:00	21.500	22.417	17.750	MT
WO-202212-1699	6681	GAS ONE	VINYL CHLORIDE MONOMER	TPC	W1	27/12/2022 19:45:00	27/12/2022 22:20:00	27/12/2022 23:35:00	28/12/2022 16:40:00	28/12/2022 17:35:00	27/12/2022 20:55:00	28/12/2022 19:00:00	21.833	22.083	18.083	MT
(Total) Ship 15						Time Along Side 277.050 Hr		Time Discharge 218.967 Hr		Waiting time for Departed 18.667 Hr						

QTY B/L	Qty On Shore Receive	Qty On Ship Receive	Qty On Shore Discharge	Qty On Ship Discharge	Waiting Time (Hr.)	Waiting Time (Hr.) for Berthed	Waiting Time (Hr.) for Departed	Total Delay Time (Hr.)	Percent of Delayed Time	Ship Delayed Caused for Berthed	Ship Delayed Caused for Departed	Electric Kw-Hr	Nitrogen Nm3	Treated Water m3	GRT	Ship Agents
2,999,719	2,999,719	2,999,719	2,999,719	2,999,719	1,417	1,417	1,417	2,750	741,971	None	None	1,030,000	14,000	10,000	3,385,000	SS Asia Limited
2,999,898	2,999,898	2,999,898	2,999,898	2,999,898	13,167	13,167	13,167	14,667	732,645	None	None	860,000	9,000	10,000	3,385,000	SS Asia Limited
2,999,923	2,999,923	2,999,923	2,999,923	2,999,923	17,583	17,583	17,583	18,517	725,355	None	None	860,000	12,000	10,000	3,385,000	SS Asia Limited
2,999,919	2,999,919	2,999,919	2,999,919	2,999,919	2,750	2,750	2,750	4,500	740,516	None	None	1,450,000	11,000	10,000	3,444,000	SS Asia Limited
2,998,763	2,998,763	2,998,763	2,998,763	2,998,763	0,800	0,800	0,800	2,633	717,893	None	None	840,000	10,000	10,000	3,496,000	ALLIANCE SHIPPING SERVICE CO.
2,999,491	2,999,491	2,999,491	2,999,491	2,999,491	34,667	34,667	34,667	36,167	716,000	None	None	960,000	11,000	10,000	3,496,000	ALLIANCE SHIPPING SERVICE CO.
2,999,148	2,999,148	2,999,148	2,999,148	2,999,148	1,850	1,850	1,850	2,217	742,284	None	None	860,000	10,000	10,000	3,496,000	SS Asia Limited
2,999,162	2,999,162	2,999,162	2,999,162	2,999,162	0,700	0,700	0,700	2,700	741,910	None	None	860,000	8,000	8,000	3,496,000	ALLIANCE SHIPPING SERVICE CO.
2,999,688	2,999,688	2,999,688	2,999,688	2,999,688	2,003	2,003	2,003	3,083	741,653	None	None	1,230,000	12,000	10,000	3,385,000	SS Asia Limited
2,999,750	2,999,750	2,999,750	2,999,750	2,999,750	1,593	1,593	1,593	2,833	712,733	None	None	790,000	12,000	10,000	3,385,000	SS Asia Limited
2,999,793	2,999,793	2,999,793	2,999,793	2,999,793	16,167	16,167	16,167	16,917	706,467	None	None	840,000	12,000	10,000	3,444,000	SS Asia Limited
2,999,140	2,999,140	2,999,140	2,999,140	2,999,140	0,912	0,912	0,912	2,750	741,071	None	None	1,060,000	9,000	9,000	3,444,000	SS Asia Limited
2,999,685	2,999,685	2,999,685	2,999,685	2,999,685	1,167	1,167	1,167	2,583	742,000	None	None	870,000	8,000	8,000	3,444,000	SS Asia Limited

Page No. 1

Time Along Side 280,483 Hrs.
Waiting Time for Rejected 650,733 Hrs.

Qty On Shore Receive	Qty On Ship Reserve	Qty On Shore Discharge	Qty On Ship Discharge	Waiting time (hr.)	Waiting time (hr.)	Total Delay Time (hr.)	Percent of Delay Time	Ship Delayed Caused for Barracks	Ship Delayed Caused for Departed	Electric Kw-hr	Nitrogen Nm3	Treated Water m3	GRF	Ship Agents
2,001.253	2,001.253	2,001.253	2,001.253	0.750	27.250	27.250	22.503	None	None	1,000.000	0.000	0.000	2,597,000	MASSIMO (THAILAND) LTD
1,510.063	1,522.266			13.200	0.750	13.590	733.200	None	None	550.000	9.000	10.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
2,007.521	2,023.111			109.000	1.500	110.000	668.626	None	None	550.000	15.000	14.000	2,495,000	GULF AGENCY COMPANY (THAILAND) LTD.
1,712.550	1,721.646			0.600	1.000	1.600	742.751	None	None	520.000	9.000	8.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
2,008.179	2,003.697			30.300	1.167	31.467	719.659	None	None	1,140.000	15.000	14.000	4,258,000	ALLIANCE SHIPPING SERVICE CO., LTD.
1,507.892	1,522.254			0.700	1.333	2.033	742.485	None	None	500.000	15.000	14.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,307.623	1,313.625			0.600	0.750	1.350	742.965	None	None	500.000	9.000	8.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,539.008	1,548.431			21.500	0.817	22.317	701.147	None	None	710.000	13.000	12.000	3,419,000	GULF AGENCY COMPANY (THAILAND) LTD.
1,004.184	1,015.710			4.300	0.750	5.050	715.560	None	None	270.000	4.000	4.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,713.336	1,729.895			1.500	1.250	3.150	741.551	None	None	460.000	7.000	7.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
2,011.475	2,026.601			34.000	2.800	36.800	660.800	None	None	380.000	12.000	10.000	3,419,000	GULF AGENCY COMPANY (THAILAND) LTD.
1,501.394	1,508.335			2.533	0.500	2.833	717.733	None	None	740.000	12.000	10.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,007.140	1,015.743			11.700	0.667	12.567	754.457	None	None	770.000	6.000	6.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,710.869	1,719.407			142.800	0.800	143.300	633.056	None	None	660.000	10.000	10.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
1,306.635	1,316.492			207.000	1.167	308.767	583.374	None	None	350.000	6.000	6.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.
705.418	705.570			43.100	1.300	44.400	705.626	None	None	360.000	8.000	8.000	2,867,000	TRUTH MARITIME CO., LTD.

SHIPMENT SUMMARY REPORT

Time Discharge 645.083 Hr
Waiting time for Departed 27.850 Hr

Qty On Shore Discharge	Waiting time (hr)	Waiting time (hr)	Total Time (hr)	Recent Delay Time (hr)	Ship Delayed Caused for Berthed	Ship Delayed Caused for Departed	Electric Kwh-hr	Nitrogen N m3	Treated Water m3	GRT	Ship Agent
4,759,535	7,433	0.817	6,782	722.28	None	None	11,70,000	10,000	10,000	7,430,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
5,321,041	0,917	1,667	2,583	740,000	None	None	1,200,000	10,000	10,000	5,309,000	CBP LOGISTICS
4,845,231	0,800	1,750	11,250	730,300	None	None	1,470,000	11,000	10,000	11,000,000	BRIGHT MARITIME THAILAND LTD
10,599,377	0,833	0,833	1,667	742,710	None	None	2,350,000	15,000	14,000	7,430,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
5,240,730	0,700	1,017	38,017	714,560	None	None	1,710,000	10,000	10,000	5,210,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
4,954,009	12,200	1,331	13,531	713,523	None	None	1,770,000	16,000	13,000	7,130,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
5,244,333	1,417	1,250	2,267	741,005	None	None	1,230,000	10,000	11,000	5,019,000	CBP LOGISTICS
5,751,081	3,330	1,033	5,167	715,867	None	None	1,410,000	12,000	9,000	6,251,000	CBP LOGISTICS
2,400	2,350	2,350	4,650	716,290	None	Weight	1,480,000	10,000	10,000	7,330,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
11,027,067	0,100	1,300	94,000	670,761	None	None	1,170,000	7,000	7,000	7,330,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
4,999,000	0,750	2,167	2,917	741,742	None	None	1,330,000	11,000	10,000	7,430,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
4,750,417	1,333	1,000	2,333	742,194	None	None	1,110,000	15,000	12,000	4,812,000	ALLIANCE SERVING SERVICE CO.
4,860,798	1,083	1,167	2,250	742,250	None	None	1,300,000	10,000	10,000	7,353,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
5,047,044	41,300	1,000	42,300	666,160	None	None	1,410,000	10,000	9,000	5,123,000	TL MICO (Thailand) Company Limited
7,022,004	0,033	1,167	2,000	718,701	None	None	1,710,000	11,000	10,000	5,315,000	CBP LOGISTICS
10,079,881	1,417	1,383	3,000	717,600	None	None	2,350,000	10,000	12,000	7,521,000	TRACOMARINE CO. LTD
11,038,132	1,600	1,467	3,300	712,382	None	None	2,300,000	10,000	15,000	7,330,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
10,493,150	0,750	2,033	2,833	741,805	None	None	2,490,000	10,000	12,000	7,430,000	HEBUDAH PORT AGENCIES (THAILAND) LTD
5,249,230	5,123	1,083	4,417	743,431	None	None	1,400,000	10,000	10,000	5,510,000	CBP LOGISTICS
4,759,883	14,917	0,033	55,500	721,000	None	None	1,460,000	10,000	10,000	0,271,000	HONG-A SERVING THAILAND (THAILAND)

➤ 41ข

เอกสารบันทึกสรุปสถิติอุบัติเหตุ
(ระหว่างเดือน กรกฎาคม-ธันวาคม 2565)



สรุปสถิติการเกิดอุบัติเหตุ

No	Item	GC7						
		Monthly						YTD
		Jul	Aug	Sup	Oct	Nov	Dec	
1	<u>Recordable Injury Case</u>							
	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 กรกฎาคม-ธันวาคม 2565)



GC7									
ประเภทรถ (คัน)									
เดือน	รถจักรยานยนต์	รถยนต์นั่งส่วนบุคคล	รถตู้	รถกระบะ	รถบรรทุก		อื่นๆ	รวม	
					6ล้อ	10ล้อ			
มกราคม	702	1074	201	664	89	93	-	2823	
กุมภาพันธ์	635	948	183	882	107	56	2	2813	
มีนาคม	830	1021	207	901	87	59	6	3111	
เมษายน	835	923	206	673	128	85	4	2854	
พฤษภาคม	866	905	211	897	74	66	-	3019	
มิถุนายน	872	1242	190	827	44	42	3	3220	
รวม	4740	6113	1198	4844	529	401	15	17840	

GC7									
ประเภทรถ (คัน)									
เดือน	รถจักรยานยนต์	รถยนต์นั่งส่วนบุคคล	รถตู้	รถกระบะ	รถบรรทุก		อื่นๆ	รวม	
					6ล้อ	10ล้อ			
กรกฎาคม	884	1042	229	967	61	26	27	3236	
สิงหาคม	842	909	222	936	51	12	65	3037	
กันยายน	833	969	208	1047	42	35	28	3162	
ตุลาคม	885	949	226	1095	37	53	48	3293	
พฤศจิกายน	927	901	209	1090	16	51	84	3278	
ธันวาคม	893	926	213	1013	4	51	42	3142	
รวม	5264	5696	1307	6148	211	228	294	19148	