

# ภาคผนวก 2ณ

รายงานการตรวจสอบระบบท่อภายใน MRS

# รายงาน

## ผลการทดสอบและตรวจสอบ

เพื่อขอต่ออายุใบอนุญาต และกรณีครบวาระระหว่างการใช้งาน

ของ สถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ

**บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)**

เลขที่ 19/300 หมู่ที่ 19

ตำบลท่าผา อำเภอบ้านโป่ง จังหวัดราชบุรี

โดย



**วิศวกรทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ก๊าซ ประเภท 1**

บริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด

28/165-166 หมู่ที่ 4 ซอยแจ้งวัฒนะ-ปากเกร็ด 34 ถนนแจ้งวัฒนะ

ตำบลบางตลาด อำเภอปากเกร็ด จังหวัดนนทบุรี 11120

โทรศัพท์ 02-573-9425-8 โทรสาร 02-573-9429

ใบรับรองวิศวกรทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ

ประเภท 1 ตามแบบ สชช./ร.2/1 เลขที่ ว.ชช.ช.1-003/2565

## หนังสือรับรองผลการทดสอบและตรวจสอบระบบท่อ

เพื่อต่ออายุใบอนุญาตให้ประกอบกิจการควบคุมประเภทที่ 3 กิจการสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ

ตามที่ บริษัท ไฮบริดอินทิเกรชั่น จำกัด ใบรับรองวิศวกรทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ  
ประเภท 1 เลขที่ 003/2565 ให้ไว้ ณ วันที่ 2 เดือน กันยายน พ.ศ. 2565  
ให้ใช้ได้ถึงวันที่ 3 เดือน กันยายน พ.ศ. 2568 สำนักงานเลขที่ 28/165-166  
หมู่ที่ 4 ซอย แจ้งวัฒนะ-ปากเกร็ด 34 ถนน แจ้งวัฒนะ ตำบล บางตลาด  
อำเภอ ปากเกร็ด จังหวัด นนทบุรี ได้ดำเนินการทดสอบ สถานที่ควบคุมก๊าซ ระบบท่อก๊าซธรรมชาติ  
พร้อมอุปกรณ์ สถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ บริษัท บ้านโป่ง ชูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)  
เลขที่ 19/300 หมู่ที่ 19 ตำบลท่าผา อำเภอบ้านโป่ง จังหวัดราชบุรี  
เมื่อวันที่ 14 กันยายน 2565  
โดยมี นายชนภัทร เตชะจิต ใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมสาขาวิศวกรรมเครื่องกล เลขที่ ภก.50421  
เป็นผู้ทดสอบและตรวจสอบ  
และมี นายชัชวาลย์ เชนดิชนะนท์ ใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมสาขาวิศวกรรมเครื่องกล เลขที่ สก.3397  
เป็นผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ โดยมีรายละเอียดตามบันทึกผลการทดสอบและตรวจสอบระบบท่อตามแนบ  
จำนวน 4 หน้า

บัดนี้ การทดสอบและตรวจสอบ ดังกล่าวเสร็จสิ้นแล้ว ปรากฏว่า สถานที่ควบคุมก๊าซ ระบบท่อก๊าซธรรมชาติ  
พร้อมอุปกรณ์ผ่านเกณฑ์มาตรฐานการทดสอบและตรวจสอบ เป็นไปตามประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่องหลักเกณฑ์และ  
มาตรฐานความปลอดภัยของสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติที่กรมธุรกิจพลังงานรับผิดชอบ พ.ศ. 2550 และประกาศกรมธุรกิจ  
พลังงานที่เกี่ยวข้อง

จึงเรียนมาเพื่อ โปรดพิจารณา

(ลงชื่อ)

(ท)

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

(ลงชื่อ)

(น)

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

(ลงชื่อ)



บริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด

28/165-166 หมู่ที่ 4 ซ.แจ้งวัฒนะ-ปากเกร็ด 34 ถ.แจ้งวัฒนะ ต.บางตลาด อ.ปากเกร็ด จ.นนทบุรี 11120

โทรศัพท์ 02-573-9425-8 โทรสาร 02-573-9429

**บันทึกผลการทดสอบและตรวจสอบระบบท่อก๊าซธรรมชาติพร้อมอุปกรณ์  
เพื่อขออนุญาตต่ออายุ ประกอบกิจการควบคุมประเภทที่ 3 กิจการสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ**

ทดสอบและตรวจสอบโดย	: บริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด
ผู้ครอบครองใบอนุญาต	: บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)
สถานที่ทำการทดสอบ	: เลขที่ 19/300 หมู่ที่ 19
	: ตำบลท่าผา อำเภอบ้านโป่ง จังหวัดราชบุรี
มาตรฐานที่ใช้ทดสอบ	: American Society of Mechanical Engineers : ASME B31.1/B31.8

**1.รายละเอียดสถานีควบคุมและท่อก๊าซธรรมชาติ**

ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อก่อนเข้าสถานีควบคุมก๊าซ	มีขนาด	12	นิ้ว
ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อออกจากสถานีควบคุมก๊าซ	มีขนาด	8	นิ้ว
ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อที่ออกจากอุปกรณ์			
วัดปริมาตรก๊าซเข้าสู่สถานที่ใช้ก๊าซ	มีขนาด	8	นิ้ว
ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อภายในโรงงาน	มีขนาด	8,6,4	นิ้ว

ความดันของระบบท่อ	: ก่อนอุปกรณ์ปรับลดแรงดัน	มีความดัน	60.0	บาร์
	: หลังอุปกรณ์ปรับลดแรงดัน	มีความดัน	34.0	บาร์
	: ระบบท่อภายในโรงงาน	มีความดัน	34.0	บาร์

**รายละเอียดสถานีถังขนส่งก๊าซธรรมชาติอัด/เหลว**

รายละเอียดถังเก็บและจ่ายก๊าซ

ลำดับ	หมายเลขผู้ผลิต (S/N)	มาตรฐานผู้ผลิต	บริษัทผู้ผลิต
-	-	-	-

รายละเอียดเครื่องทำไอก๊าซ

ลำดับ	หมายเลขผู้ผลิต (S/N)	มาตรฐานผู้ผลิต	บริษัทผู้ผลิต
-	-	-	-

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบและตรวจสอบ

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565

(ใน





บริษัท ไสบริด อินทิเกรชั่น จำกัด

28/165-166 หมู่ที่ 4 ซ.แจ้งวัฒนะ-ปากเกร็ด 34 ถ.แจ้งวัฒนะ ต.บางตลาด อ.ปากเกร็ด จ.นนทบุรี 11120

โทรศัพท์ 02-573-9425-8 โทรสาร 02-573-9429

## 2.ผลการตรวจสอบรอยรั่วซึมของระบบท่อ

- ☒ ทดสอบที่ความดันใช้งาน (ทุกๆปี)
- ☐ ทดสอบเปรียบเทียบมาตรฐานวัดความดันก๊าซ (ทุกๆ 3 ปี)
- ☒ ทดสอบด้วยความดันนิวแมติก 1.1 เท่าของความดันใช้งานหรือวัดความหนาของระบบท่อก๊าซที่ความดันใช้งาน (ทุกๆ 5 ปี)
- ☐ ทดสอบด้วยความดันนิวแมติก 1.1 เท่าของความดันใช้งานสูงสุด

หรือทดสอบด้วยความดันไฮดรอลิก 1.5 เท่าของความดันใช้งานสูงสุด (ขอใหม่/แก้ไขเปลี่ยนแปลง)

\*ในกรณีท่อใต้ดินให้ทดสอบการป้องกันการผุกร่อนของท่อใต้ดิน (Cathodic Protection (CP)) โดยให้นำผลการทดสอบ

\*ไปรวมกับผลการทดสอบและตรวจสอบระบบไฟฟ้า \*

ตัวกลางที่ใช้ในการทดสอบ : ก๊าซธรรมชาติ (Ng)

ความดันที่ใช้ทดสอบ	: ก่อนอุปกรณ์ปรับลดแรงดัน	มีความดัน	60.0	บาร์
	: หลังอุปกรณ์ปรับลดแรงดัน	มีความดัน	34.0	บาร์
	: ระบบท่อภายใน โรงงาน	มีความดัน	34.0	บาร์

ระยะเวลาที่ใช้ในการทดสอบ : ตั้งแต่เริ่มต้นทำการทดสอบจนทำการทดสอบแล้วเสร็จ

## 2.1 ตารางบันทึกอุปกรณ์ในสถานควบคุมก๊าซธรรมชาติที่ทำการทดสอบ

ลำดับที่	ชนิดอุปกรณ์	ขนาด(นิ้ว)	เครื่องหมายการค้า	จำนวน (ตัว)	ความดันทดสอบ (บาร์)
1	Ball Valve	1 1/2	PIETRO	4	60.0
2	Ball Valve	4	PIETRO	4	60.0
3	Ball Valve	3/4	PIETRO	34	60.0
4	Ball Valve	1/2	PIETRO	8	60.0
5	Two-Way Manifold Valve	1/2	PARKER	10	60.0
6	Globe Valve	4	CRANE	2	60.0
7	Globe Valve	2	CRANE	10	60.0
8	Pressure Gauge	D4x1/2	ITEC	10	60.0
9	Ball Valve	2	PIETRO	28	60.0
10	Ball Valve	8	PIETRO	6	60.0
11	Dry Gas Filter	8	SPX	4	60.0

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบและตรวจสอบ

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565

(2)



บริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด

28/165-166 หมู่ที่ 4 ซ.แจ้งวัฒนะ-ปากเกร็ด 34 ถ.แจ้งวัฒนะ ค.บางตลาด อ.ปากเกร็ด จ.นนทบุรี 11120

โทรศัพท์ 02-573-9425-8 โทรสาร 02-573-9429

## 2.1 ตารางบันทึกอุปกรณ์ในสถานีควบคุมก๊าซธรรมชาติที่ทำการทดสอบ

ลำดับที่	ชนิดอุปกรณ์	ขนาด(นิ้ว)	เครื่องหมายการค้า	จำนวน (ตัว)	ความดันทดสอบ (บาร์)
12	Pressure Safety Valve	1x2	-	4	60.0
13	Check Valve	2	CAMERON	4	60.0
14	Safety Shut-Off Valve	4	PIETRO	8	60.0
15	Pressure Control Valve	4	PIETRO	4	60.0
16	Ball Valve	1/2	PIETRO	8	34.0
17	Needle Valve	1/2	PARKER	20	34.0
18	Ball Valve	3/4	PIETRO	32	34.0
19	Two-Way Manifold Valve	1/2	PARKER	12	34.0
20	Pressure Gauge	D4x1/2	ITEC	12	34.0
21	Ball Valve	2	PIETRO	94	34.0
22	Check Valve	2	CAMERON	12	34.0
23	Pressure Safety Valve	1x2	-	8	34.0
24	Globe Valve	2	CRANE	22	34.0
25	Ball Valve	8	PIETRO	18	34.0
26	Ball Valve	1	PIETRO	12	34.0
27	Globe Valve	1	CRANE	8	34.0
28	Volume Meter	8	VEMM TEC	4	34.0
29	Ball Valve	1 1/2	PIETRO	2	34.0
30	Temperature Gauge	D4x1/2	ITEC	2	-
31	Check Valve	8	CRANE	2	34.0
32	Filter	8x8	SPX	4	34.0

\*หมายเหตุอุปกรณ์นิรภัยแบบระบาย (Safety Valve) ในสถานีควบคุมก๊าซธรรมชาติเป็นของผู้จัดจำหน่ายก๊าซซึ่งจะทดสอบด้วยตนเอง\*

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบและตรวจสอบ

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565



บริษัท ไฮบริด อินทิเกรชัน จำกัด

28/165-166 หมู่ที่ 4 ซ.แจ้งวัฒนะ-ปากเกร็ด 34 อ.แจ้งวัฒนะ จ.ปทุมธานี 11120

โทรศัพท์ 02-573-9425-8 โทรสาร 02-573-9429

## 2.2 ตารางบันทึกอุปกรณ์ระบบท่อก๊าซธรรมชาติภายในโรงงาน

ลำดับที่	ชนิดอุปกรณ์	ขนาด(นิ้ว)	เครื่องหมายการค้า	จำนวน (ตัว)	ความดันทดสอบ (บาร์)
1	Ball Valve	1	PIETRO	2	34.0
2	Globe Valve	1	CRANE	2	34.0
3	Pressure Safety Valve	3x4	FUKUI	2	34.0
4	Ball Valve	1	KVC	8	34.0
5	Globe Valve	1	KVC	8	34.0
6	Pressure Gauge	D4x1/2	NKS	4	34.0
7	Ball Valve	3	ACHECH	2	34.0
8	Ball Valve	6	-	4	34.0
9	Ball Valve	1	KVC	12	34.0
10	Ball Valve	1	SRI	12	34.0
11	Globe Valve	1	CRANE	4	34.0
12	Ball Valve	4	SRI	16	34.0
13	Gas Filter	4x4	PETROGAS	8	34.0
14	Check Valve	1	-	8	34.0
15	Ball Valve	4	-	8	34.0
16	Ball Valve	1/2	-	8	34.0
17	Pressure Safety Valve	1x1	-	8	34.0
18	Gas Filter	4x4	ELTACON	4	34.0
19	Pressure Safety Valve	1x1	-	4	34.0
20	Ball Valve	4	-	8	34.0

## 2.3 ตารางบันทึกอุปกรณ์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติภายในโรงงาน

ลำดับที่	ชนิดอุปกรณ์	เครื่องหมายการค้า	ชนิดวาล์ว ก่อนเข้า อุปกรณ์	เครื่องหมายการค้า	ขนาด (นิ้ว)	ความดันทดสอบ (บาร์)
1	Gas Turbine 4 เครื่อง	SIEMENS	Ball Valve	-	4	34.0

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบและตรวจสอบ

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

(นาย

วันที่ 14 กันยายน 2565

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

(นาย

วันที่ 14 กันยายน 2565



บริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด

28/165-166 หมู่ที่ 4 ซ.แจ้งวัฒนะ-ปากเกร็ด 34 ถ.แจ้งวัฒนะ ต.บางตลาด อ.ปากเกร็ด จ.นนทบุรี 11120

โทรศัพท์ 02-573-9425-8 โทรสาร 02-573-9429

รูปการทดสอบและตรวจสอบเพื่อต่ออายุใบอนุญาตสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติของ  
บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)



รูปโรงงาน



รูปสถานีควบคุมก๊าซ



รูปความดันก่อนเข้าอุปกรณ์ปรับลดแรงดัน



รูปความดันหลังออกจากอุปกรณ์ปรับลดแรงดัน



รูป Volume Meter



รูป Volume Meter

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบ และตรวจสอบ : 14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565





บริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด

28/165-166 หมู่ที่ 4 ซ.แจ้งวัฒนะ-ปากเกร็ด 34 ถ.แจ้งวัฒนะ ต.บางตลาด อ.ปากเกร็ด จ.นนทบุรี 11120

โทรศัพท์ 02-573-9425-8 โทรสาร 02-573-9429

รูปการทดสอบและตรวจสอบเพื่อต่ออายุใบอนุญาตสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติของ  
บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)



รูปการทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ NG



รูปการทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ NG



รูปการทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ NG



รูปการทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ NG



รูปการทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ NG



รูปการทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ NG

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบ และตรวจสอบ :

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

วันที่ 14 กันยายน 2565

## รูปการทดสอบและตรวจสอบ วัดความหนาต่อก๊าซธรรมชาติ (UTM)

### บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)



รูปการทดสอบวัดความหนา



รูปการทดสอบวัดความหนา



รูปการทดสอบวัดความหนา



รูปการทดสอบวัดความหนา



รูปการทดสอบวัดความหนา



รูปการทดสอบวัดความหนา

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบ และตรวจสอบ :

14 กันยายน 2565

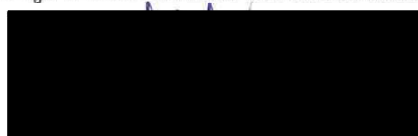
ผู้ทดสอบและตรวจสอบ



วันที่ 14 กันยายน 2565

ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธีไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ



วันที่ 14 กันยายน 2565



## รูปตำแหน่งการตรวจสอบวัดความหนาท่อก๊าซธรรมชาติ (UTM)

### บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)



จุดที่ 1 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 2 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 3 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 4 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 5 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 6 การทดสอบวัดความหนา

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบ และตรวจสอบ :

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

[Redacted Signature]

วันที่

14 กันยายน 2565

ผู้อำนวยการทดสอบกรรมวิธีไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

[Redacted Signature]

วันที่

14 กันยายน 2565

## รูปตำแหน่งการตรวจสอบวัดความหนาท่อก๊าซธรรมชาติ (UTM)

### บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)



จุดที่ 7 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 8 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 9 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 10 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 11 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 12 การทดสอบวัดความหนา

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบ และตรวจสอบ :

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ



วันที่

14 กันยายน 2565

ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธี เมทาสายสภาพเดิม ระดับ 2

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ



วันที่

14 กันยายน 2565



## รูปตำแหน่งการตรวจสอบวัดความหนาท่อก๊าซธรรมชาติ (UTM)

### บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)



จุดที่ 13 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 14 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 15 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 16 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 17 การทดสอบวัดความหนา

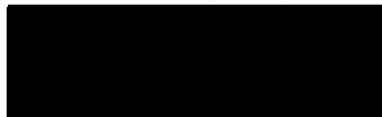


จุดที่ 18 การทดสอบวัดความหนา

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบ และตรวจสอบ :

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ



วันที่

14 กันยายน 2565

ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธี ไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2



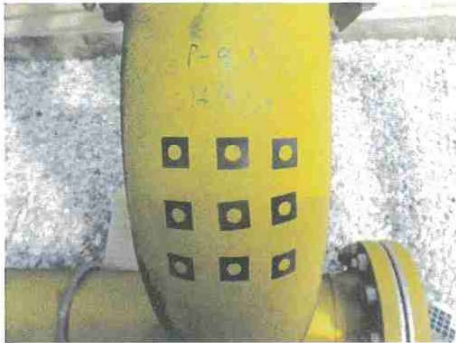
วันที่

14 กันยายน 2565

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

## รูปตำแหน่งการทดสอบวัดความหนาท่อก๊าซธรรมชาติ (UTM)

### บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)



จุดที่ 19 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 20 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 21 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 22 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 23 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 24 การทดสอบวัดความหนา

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบ และตรวจสอบ :

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

[Redacted Signature]

วันที่

14 กันยายน 2565

ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธี ไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2

ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

[Redacted Signature]

วันที่

14 กันยายน 2565



บริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด

28/165-166 หมู่ที่ 4 ซ.แจ้งวัฒนะ-ปากเกร็ด 34 ถ.แจ้งวัฒนะ ต.บางตลาด อ.ปากเกร็ด จ.นนทบุรี 11120

โทรศัพท์ 02-573-9425-8 โทรสาร 02-573-9429

### รูปตำแหน่งการตรวจสอบวัดความหนาเพื่อก๊าซธรรมชาติ (UTM)

บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)



จุดที่ 25 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 26 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 27 การทดสอบวัดความหนา



จุดที่ 28 การทดสอบวัดความหนา

วัน เดือน ปี ที่ทำการทดสอบ และตรวจสอบ :

14 กันยายน 2565

ผู้ทดสอบและตรวจสอบ

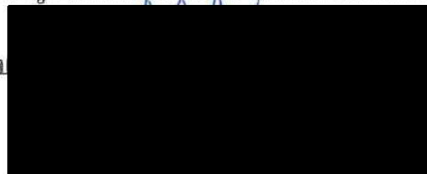


วันที่

14 กันยายน 2565

ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธีไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2


ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ

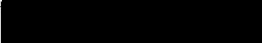
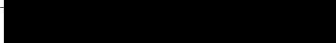


วันที่

14 กันยายน 2565




	<p style="text-align: center;">รายการคำนวณความหนาต่อก๊าซธรรมชาติ</p> <p style="text-align: center;">(Calculation Sheet of Pipe Wall Thickness)</p>					
<p>สถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ</p>	<p>บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)</p> <p>เลขที่ 19/300 หมู่ที่ 19 ตำบลท่าผา อำเภอบ้านโป่ง จังหวัดราชบุรี</p>					
<p>Design Code</p>	<p>ASME B31.1-2018 Power Piping</p> <p>Chapter II : Design</p>					
<p>Straight Pipe</p> <p>Design Formula</p> <p>where</p>	$t = \frac{PD}{2(SEW+PY)} + A$ <p>; Internal Pressure Design Thickness Calculated</p> <p>D = outside diameter of pipe ; inch.</p> <p>E = quality factor from A-3 = 1.00 Steel Pipe Seamless API 5L Grade B</p> <p>P = internal design pressure = 600 PSI</p> <p>S = stress value for material from Table A-3 = 20000 PSI, Steel Pipe API 5L Grade B</p> <p>W = weld strength reduction factor Table 102.4.7-1 = 1.00</p> <p>Y = coefficient from Table 104.1.2-1 = 0.40</p> <p>A = additional thickness(sum of mechanical) = 0.05</p> <p>t = pressure design thickness</p>					
<p>Working Pressure</p>	<p>493.13 PSI ( 34.0 Bar)</p> <p>Steel Pipe API 5L Grade B</p>					
<p style="text-align: center;">Calculation Thickness for Piping</p>						
Item	Pipe Outside Diameter			Calculated Thickness		Remarks
	Size	(Inch)	(mm.)	(Inch)	(mm.)	
1	8 "	8.625	219.08	0.1778	4.5172	
2	6 "	6.625	168.28	0.1482	3.7642	
3	4 "	4.500	114.30	0.1167	2.9642	

Purpose	ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธีไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2	ผู้ควบคุมการปฏิบัติงานและตรวจสอบ
Signature		
Name		
Date	14 กันยายน 2565	14 กันยายน 2565



CLIENT		บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา 1)				TEST DATE		14 กันยายน 2565							
		เลขที่ 19/300 หมู่ที่ 19													
		ตำบลท่าผา อำเภอบ้านโป่ง จังหวัดราชบุรี				REPORT No.		RP.246/65							
PROJECT		NG PIPING INSPECTION				PAGE		1/7							
INSPECTION PROCEDURE		UTM 001 REV.0				ACCEPTANCE CRITERIA		API570,API574							
MATERIAL		API 5L Gr.B SCH 40				ITEM DESCRIPTION		NG PIPELINE							
MODEL/SERIAL NO		MMX-6/62982				DRAWING		N/A							
PROBE		<input checked="" type="checkbox"/> SINGLE CRYSTAL <input type="checkbox"/> TWIN CRYSTAL				FREQUENCY(MHZ)		5 MHZ							
CAL. BROCK S/N		HYBID 58002				MT,L VEL(in/μsec)		0.233							
CALIBRATION RANGE		MIN 3 mm. MAX 30 mm.				CALBLOCK TEMP.(C)		AMBIENT							
CALIBRATION TIME		<input checked="" type="checkbox"/> 1.Initial Cal. <input type="checkbox"/> 2.Cal. Check <input type="checkbox"/> 3.Cal. Check <input type="checkbox"/> 4.Cal. Check													
TECHNIQUE		<input type="checkbox"/> ZERO TO ECHO (Without Coating) <input checked="" type="checkbox"/> ECHO TO ECHO (Thru Coating)													
COUPLANT TYPE		GEL				MT,L TESTED TEMP(°C AMBIENT									
Gas Pipeline Grade		API 5L Gr.B SCH 40				NOTE:									
Design Pressure		500 Psig				Nom-T = Nominal Thickness									
Maximum Operating Pressure		493.13 PSI ( 34.0 Bar)				Re-T = Retirement Wall Thickness									
Size		2,4 inch													
ITEM NO.	TML	NPS (IN)	SCH	Nom-T (mm.)	Re-T (mm.)	Current Thickness (mm)								Min-T (mm.)	Remark
						1	2	3	4	5	6	7	8		
1	DRAWING														
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172	9.15	9.32						9.08	9.08	Accepted.
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172	9.47	9.14						9.25	9.14	Accepted.
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172	9.45	9.09						9.22	9.09	Accepted.
2	DRAWING														
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.38	9.59	9.34		9.34	Accepted.	
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.31	9.56	9.29		9.29	Accepted.	
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.31	9.55	9.30		9.30	Accepted.	
3	DRAWING														
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172	9.55	9.60						9.10	9.10	Accepted.
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172	9.75	9.62						9.35	9.35	Accepted.
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172	9.62	9.67						9.14	9.14	Accepted.
4	DRAWING														
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.82	9.51	9.84		9.51	Accepted.	
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.70	9.45	9.65		9.45	Accepted.	
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.65	9.30	9.54		9.30	Accepted.	
NOTE : 1.NPS= Nominal Piping Size      2.TML= Thickness Measurement Locations If Retirement Wall Thickness (mm) < Minimum Current Thickness (mm) = Accepted															
Purpose		ผู้ชำนาญการทดสอบการวัดความหนาของท่อเหล็ก				ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ									
Signature															
Name															
Date		14 กันยายน 2565								14 กันยายน 2565					



		<div style="text-align: center;"> <b>รายงานการตรวจวัดความหนาท่อก๊าซธรรมชาติ</b>  <b>ULTRASONIC THICKNESS MEASUREMENT REPORT</b> </div>															
CLIENT		บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)										TEST DATE				14 กันยายน 2565	
		เลขที่ 19/300 หมู่ที่ 19															
		ตำบลท่าผา อำเภอบ้านโป่ง จังหวัดราชบุรี										REPORT No.				RP.246/65	
PROJECT		NG PIPING INSPECTION										PAGE				3/7	
INSPECTION PROCEDURE		UTM 001 REV.0										ACCEPTANCE CRITERIA				API570,API574	
MATERIAL		API 5L Gr.B SCH 40										ITEM DESCRIPTION				NG PIPELINE	
MODEL/SERIAL NO		MMX-6/62982										DRAWING				N/A	
PROBE		<input checked="" type="checkbox"/> SINGLE CRYSTAL <input type="checkbox"/> TWIN CRYSTAL										FREQUENCY(MHZ)				5 MHZ	
CAL. BLOCK S/N		HYBID 58002										MT,L VEL(in/μsec)				0.233	
CALIBRATION RANGE		MIN 3 mm. MAX 30 mm.										CALBLOCK TEMP.(C)				AMBIENT	
CALIBRATION TIME		<input checked="" type="checkbox"/> 1.Initial Cal. <input type="checkbox"/> 2.Cal. Check <input type="checkbox"/> 3.Cal. Check <input type="checkbox"/> 4.Cal. Check															
TECHNIQUE		<input type="checkbox"/> ZERO TO ECHO (Without Coating) <input checked="" type="checkbox"/> ECHO TO ECHO (Thru Coating)															
COUPLANT TYPE		GEL										MT,L TESTED TEMP(°C AMBIENT)					
Gas Pipeline Grade		API 5L Gr.B SCH 40										NOTE:					
Design Pressure		500 Psig										Nom-T = Nominal Thickness					
Maximum Operating Pressure		493.13 PSI ( 34.0 Bar)										Re-T = Retirement Wall Thickness					
Size		2,4 inch															
ITEM NO.	TML	NPS (IN)	SCH	Nom-T (mm.)	Re-T (mm.)	Current Thickness (mm)								Min-T (mm.)	Remark		
						1	2	3	4	5	6	7	8				
9	DRAWING																
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		8.95	9.95	9.45					8.95	Accepted.		
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		9.11	9.12	9.56					9.11	Accepted.		
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		9.01	9.13	9.35					9.01	Accepted.		
10	DRAWING																
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		9.11	9.32	9.81					9.11	Accepted.		
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		9.23	9.34	9.01					9.01	Accepted.		
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		9.24	9.56	8.90					8.90	Accepted.		
11	DRAWING																
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		9.30	9.52	9.13					9.13	Accepted.		
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		9.18	8.32	8.36					8.32	Accepted.		
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		9.33	8.41	8.67					8.41	Accepted.		
12	DRAWING																
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		8.80	8.55	8.61					8.55	Accepted.		
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		8.89	8.42	8.65					8.42	Accepted.		
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172		9.19	8.92	8.31					8.31	Accepted.		
NOTE : 1.NPS= Nominal Piping Size      2.TML= Thickness Measurement Locations If Retirement Wall Thickness (mm) < Minimum Current Thickness (mm) = Accepted																	
Purpose		ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธี ไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2										ผู้ควบคุมการตรวจสอบและตรวจวัด					
Signature		[Redacted Signature]										[Redacted Signature]					
Name		[Redacted Name]										[Redacted Name]					
Date		14 กันยายน 2565										14 กันยายน 2565					







## รายงานการตรวจวัดความหนาท่อก๊าซธรรมชาติ

## ULTRASONIC THICKNESS MEASUREMENT REPORT

CLIENT	บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)	TEST DATE	14 กันยายน 2565												
	เลขที่ 19/300 หมู่ที่ 19														
	ตำบลท่าผา อำเภอบ้านโป่ง จังหวัดราชบุรี	REPORT No.	RP.246/65												
PROJECT	NG PIPING INSPECTION	PAGE	5/7												
INSPECTION PROCEDURE	UTM 001 REV.0	ACCEPTANCE CRITERIA	API570,API574												
MATERIAL	API 5L Gr.B SCH 40	ITEM DESCRIPTION	NG PIPELINE												
MODEL/SERIAL NO	MMX-6/62982	DRAWING	N/A												
PROBE	<input checked="" type="checkbox"/> SINGLE CRYSTAL <input type="checkbox"/> TWIN CRYSTAL	FREQUENCY(MHZ)	5 MHZ												
CAL. BLOCK S/N	HYBID 58002	MT,L VEL(in/μsec)	0.233												
CALIBRATION RANGE	MIN 3 mm. MAX 30 mm.	CALBLOCK TEMP.(C)	AMBIENT												
CALIBRATION TIME	<input checked="" type="checkbox"/> 1.Initial Cal. <input type="checkbox"/> 2.Cal. Check <input type="checkbox"/> 3.Cal. Check <input type="checkbox"/> 4.Cal. Check														
TECHNIQUE	<input type="checkbox"/> ZERO TO ECHO (Without Coating) <input checked="" type="checkbox"/> ECHO TO ECHO (Thru Coating)														
COUPLANT TYPE	GEL	MT,L TESTED TEMP(°C AMBIENT)													
Gas Pipeline Grade	API 5L Gr.B SCH 40	NOTE:													
Design Pressure	500 Psig	Nom-T = Nominal Thickness													
Maximum Operating Pressure	493.13 PSI ( 34.0 Bar)	Re-T = Retirement Wall Thickness													
Size	2,4 inch														
ITEM NO.	TML	NPS (IN)	SCH	Nom-T (mm.)	Re-T (mm.)	Current Thickness (mm)								Min-T (mm.)	Remark
						1	2	3	4	5	6	7	8		
17	DRAWING														
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				8.81	9.31	8.61			8.61	Accepted.
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				8.87	9.37	8.46			8.46	Accepted.
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				8.79	9.47	8.62			8.62	Accepted.
18	DRAWING														
I	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	8.26	8.31							8.16	8.16 Accepted.
II	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	8.62	8.25							8.14	8.14 Accepted.
III	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	8.24	8.29							8.10	8.10 Accepted.
19	DRAWING														
I	Straight	4	40	6.020	2.9642	6.04		6.79		6.80		6.79		6.04	Accepted.
II	Straight	4	40	6.020	2.9642	6.09		6.00		6.77		6.82		6.00	Accepted.
III	Straight	4	40	6.020	2.9642	6.69		6.07		6.80		6.41		6.07	Accepted.
20	DRAWING														
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172	9.62	9.53						9.09	9.09	Accepted.
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172	9.63	9.30						9.01	9.01	Accepted.
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172	9.36	9.39						9.12	9.12	Accepted.
NOTE : 1.NPS= Nominal Piping Size 2.TML= Thickness Measurement Locations															
If Retirement Wall Thickness (mm) < Minimum Current Thickness (mm) = Accepted															
Purpose	ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธี ไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2														
Signature															
Name															
Date	14 กันยายน 2565														



รายงานการตรวจวัดความหนาต่อก๊าซธรรมชาติ

ULTRASONIC THICKNESS MEASUREMENT REPORT

CLIENT	บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)		TEST DATE	14 กันยายน 2565											
	เลขที่ 19/300 หมู่ที่ 19														
	ตำบลท่าเสา อำเภอบ้านโป่ง จังหวัดราชบุรี		REPORT No.	RP.246/65											
PROJECT	NG PIPING INSPECTION		PAGE	6/7											
INSPECTION PROCEDURE	UTM 001 REV.0		ACCEPTANCE CRITERIA	API570, API574											
MATERIAL	API 5L Gr.B SCH 40		ITEM DESCRIPTION	NG PIPELINE											
MODEL/SERIAL NO	MMX-6/62982		DRAWING	N/A											
PROBE	<input checked="" type="checkbox"/> SINGLE CRYSTAL <input type="checkbox"/> TWIN CRYSTAL		FREQUENCY(MHZ)	5 MHZ											
CAL. BLOCK S/N	HYBID 58002		MT, L VEL(in/μsec)	0.233											
CALIBRATION RANGE	MIN 3 mm. MAX 30 mm.		CALBLOCK TEMP.(C)	AMBIENT											
CALIBRATION TIME	<input checked="" type="checkbox"/> 1.Initial Cal. <input type="checkbox"/> 2.Cal. Check <input type="checkbox"/> 3.Cal. Check <input type="checkbox"/> 4.Cal. Check														
TECHNIQUE	<input type="checkbox"/> ZERO TO ECHO (Without Coating) <input checked="" type="checkbox"/> ECHO TO ECHO (Thru Coating)														
COUPLANT TYPE	GEL		MT, L TESTED TEMP(°C AMBIENT												
Gas Pipeline Grade	API 5L Gr.B SCH 40		NOTE:												
Design Pressure	500 Psig		Nom-T = Nominal Thickness												
Maximum Operating Pressure	493.13 PSI ( 34.0 Bar)		Re-T = Retirement Wall Thickness												
Size	2,4 inch														
ITEM NO.	TML	NPS (IN)	SCH	Nom-T (mm.)	Re-T (mm.)	Current Thickness (mm)								Min-T (mm.)	Remark
						1	2	3	4	5	6	7	8		
21	DRAWING														
I	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	7.82	8.04						7.83	7.82	Accepted.
II	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	7.78	7.95						7.76	7.76	Accepted.
III	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	7.80	7.75						7.85	7.75	Accepted.
22	DRAWING														
I	Elbow 90°	4	40	6.020	2.9642				6.27	6.55	6.72			6.27	Accepted.
II	Elbow 90°	4	40	6.020	2.9642				6.65	6.62	6.42			6.42	Accepted.
III	Elbow 90°	4	40	6.020	2.9642				6.38	6.63	6.63			6.38	Accepted.
23	DRAWING														
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.61	9.75	9.46			9.46	Accepted.
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.28	9.93	9.41			9.28	Accepted.
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.74	9.84	9.48			9.48	Accepted.
24	DRAWING														
I	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	8.21	8.20						8.38	8.20	Accepted.
II	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	8.60	8.11						8.40	8.11	Accepted.
III	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	8.34	8.32						8.30	8.30	Accepted.
NOTE : 1.NPS- Nominal Piping Size 2.TML- Thickness Measurement Locations															
If Retirement Wall Thickness (mm) < Minimum Current Thickness (mm) = Accepted															
Purpose	ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธีไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2					ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ									
Signature															
Name						(1)									
Date	14 กันยายน 2565					14 กันยายน 2565									





## รายงานการตรวจวัดความหนาที่อู่ก๊าซธรรมชาติ

## ULTRASONIC THICKNESS MEASUREMENT REPORT

CLIENT		บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด สาขา (1)					TEST DATE		14 กันยายน 2565							
		เลขที่ 19/300 หมู่ที่ 19														
		ตำบลท่าผา อำเภอบ้านโป่ง จังหวัดราชบุรี					REPORT No.		RP.246/65							
PROJECT		NG PIPING INSPECTION					PAGE		7/7							
INSPECTION PROCEDURE		UTM 001 REV.0					ACCEPTANCE CRITERIA		API570,API574							
MATERIAL		API 5L Gr.B SCH 40					ITEM DESCRIPTION		NG PIPELINE							
MODEL/SERIAL NO		MMX-6/62982					DRAWING		N/A							
PROBE		<input checked="" type="checkbox"/> SINGLE CRYSTAL <input type="checkbox"/> TWIN CRYSTAL					FREQUENCY(MHZ)		5 MHZ							
CAL. BROCK S/N		HYBID 58002					MT,L VEL(in/μsec)		0.233							
CALIBRATION RANGE		MIN      3      mm.      MAX      30      mm.					CALBLOCK TEMP.(C)		AMBIENT							
CALIBRATION TIME		<input checked="" type="checkbox"/> 1. Initial Cal. <input type="checkbox"/> 2. Cal. Check <input type="checkbox"/> 3. Cal. Check <input type="checkbox"/> 4. Cal. Check														
TECHNIQUE		<input type="checkbox"/> ZERO TO ECHO (Without Coating) <input checked="" type="checkbox"/> ECHO TO ECHO (Thru Coating)														
COUPLANT TYPE		GEL					MT,L TESTED TEMP(°C AMBIENT									
Gas Pipeline Grade		API 5L Gr.B SCH 40					NOTE:									
Design Pressure		500 Psig					Nom-T = Nominal Thickness									
Maximum Operating Pressure		493.13 PSI ( 34.0 Bar)					Re-T = Retirement Wall Thickness									
Size		2,4      inch														
ITEM NO.	TML	NPS (IN)	SCH	Nom-T (mm.)	Re-T (mm.)	Current Thickness (mm)								Min-T (mm.)	Remark	
						1	2	3	4	5	6	7	8			
25	DRAWING															
I	Elbow 90°	4	40	6.020	2.9642				6.17	6.46	6.23				6.17	Accepted.
II	Elbow 90°	4	40	6.020	2.9642				6.63	6.67	6.46				6.46	Accepted.
III	Elbow 90°	4	40	6.020	2.9642				6.00	6.68	6.20				6.00	Accepted.
26	DRAWING															
I	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.97	9.60	9.99				9.60	Accepted.
II	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				9.50	9.88	9.11				9.11	Accepted.
III	Elbow 90°	8	40	8.180	4.5172				8.95	9.35	8.97				8.95	Accepted.
27	DRAWING															
I	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	7.58	7.72							8.08	7.58	Accepted.
II	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	7.94	7.70							8.42	7.70	Accepted.
III	Elbow 90°	6	40	7.110	3.7642	8.05	8.24							8.34	8.05	Accepted.
28	DRAWING															
I	Elbow 90°	4	40	6.020	2.9642	6.22	6.07							6.42	6.07	Accepted.
II	Elbow 90°	4	40	6.020	2.9642	6.62	6.24							6.03	6.03	Accepted.
III	Elbow 90°	4	40	6.020	2.9642	5.40	5.72							6.35	5.40	Accepted.
NOTE : 1.NPS= Nominal Piping Size      2.TML= Thickness Measurement Locations																
If Retirement Wall Thickness (mm) < Minimum Current Thickness (mm) = Accepted																
Purpose		ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธี ไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ 2					ผู้ควบคุมการทดสอบและตรวจสอบ									
Signature																
Name																
Date		14 กันยายน 2565										14 กันยายน 2565				



## สภาวិชากร

ตามพระราชบัญญัติวิชากร พ.ศ. ๒๕๕๒

ใบอนุญาตฉบับนี้ให้ไว้เพื่อแสดงว่า

บริษัท ไฮบริด อินทีเกรชั่น จำกัด

ได้รับอนุญาตประกอบวิชาชีพวิชากรรวมควบคุม

เฉพาะเป็น ๘๔๑/๕๖

ตั้งแต่วันที่ ๑๙ สิงหาคม ๒๕๖๕ ถึงวันที่ ๑๙ สิงหาคม ๒๕๖๘

นายกสภาวิชากร



เลขที่ ๖.๕๗.๑ - ๐๐๓/๒๕๖๕

สธช./ร.๒/๑

### ใบรับรองวิชากรทดสอบและตรวจสอบ สถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ

ใบรับรองนี้ให้ไว้เพื่อแสดงว่า บริษัท ไฮบริด อินทีเกรชั่น จำกัด สำนักงานใหญ่ตั้งอยู่เลขที่ ๒๔/๑๖๕-๑๖๖ หมู่ที่ ๔ ซอยแจ้งวัฒนะ ปากเกร็ด ๓๔ ถนนแจ้งวัฒนะ ตำบลบางตลาด อำเภอปากเกร็ด จังหวัดนนทบุรี รหัสไปรษณีย์ ๑๑๑๐๐

เป็นวิชากรทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ประเภทที่ ๓ ตามประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง การขึ้นทะเบียนวิชากรออกแบบ และการออกใบรับรองวิชากรทดสอบและตรวจสอบ พ.ศ. ๒๕๕๐ ณ วันที่ ๗ พฤศจิกายน พ.ศ. ๒๕๕๐

ให้ไว้ ณ วันที่ ๒ เดือน กันยายน พ.ศ. ๒๕๖๕

ให้ถึงถึง วันที่ ๒ เดือน กันยายน พ.ศ. ๒๕๖๘

ผู้อำนวยการพัฒนาเทคนิคพลังงาน ปฏิบัติราชการแทน  
อธิบดีกรมธุรกิจพลังงาน

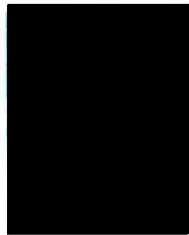
สำเนาถูกต้อง

(นายคณิต กิจพิพิธ)

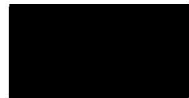
กรรมการผู้จัดการ



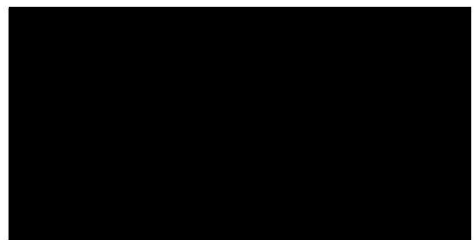
ใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุม  
ตามพระราชบัญญัติวิศวกร พ.ศ. ๒๕๔๒



ชื่อ-สกุล [REDACTED]  
เลขประจำตัวประชาชน [REDACTED]  
ประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมสาขาใดบ้าง  
ระดับ **สามัญวิศวกร** เกณฑ์ [REDACTED]  
ใบอนุญาต 10 ก.พ. 2562 มีผลจน 8 ก.พ. 2567  
ประเภทสมาชิก **สามัญ** เกณฑ์ [REDACTED]  
วันออกบัตร 7 ก.พ. 2562 อายุบัตร 8 ก.พ. 2567

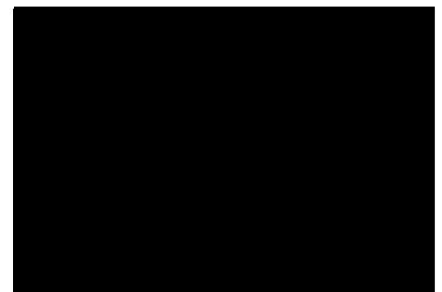


ใช้เพื่อรับรองผลทดสอบและตรวจสอบบริษัท ไฮโดร... จำกัด





ใช้รับรองผลทดสอบและตรวจสอบ บ.ไฮบริด อินทีเกรชั่น เท่านั้น





ที่ พน ๐๔๐๔/ ๗ ๒ ๗ ๕

กรมธุรกิจพลังงาน

ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้น ๑๙

๕๕๕/๒ ถนนวิภาวดีรังสิต เขตจตุจักร

กรุงเทพฯ ๑๐๙๐๐

๒๕ กรกฎาคม ๒๕๕๘

เรื่อง การขอแก้ไขเปลี่ยนแปลงวิศวกรทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ประเภทที่ ๑ ของบริษัท  
ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด (กรณีขอเพิ่มผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธีไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ ๒)

เรียน กรรมการผู้จัดการบริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด

อ้างถึง ๑. หนังสือบริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด ได้มีหนังสือเลขที่ ไฮบริด ๔๒/๒๕๕๘ ลงวันที่ ๑๔ กรกฎาคม  
๒๕๕๘

๒. หนังสือบริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด ได้มีหนังสือเลขที่ ไฮบริด ๔๕/๒๕๕๘ ลงวันที่ ๑๔ กรกฎาคม  
๒๕๕๘

ตามหนังสือที่อ้างถึง ๑ และ ๒ ของบริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น จำกัด มีความประสงค์ขอขึ้น  
ทะเบียนผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธีไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ ๒ จำนวน ๒ ราย คือ นายธนา อจรัสสิงห์ และ  
นายจตุพร ยอดราช นั้น

กรมธุรกิจพลังงาน ได้พิจารณาเอกสารประกอบการยื่นขอแก้ไขเปลี่ยนแปลงวิศวกรทดสอบ  
และตรวจสอบสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ประเภทที่ ๑ (กรณีขอเพิ่มผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธีไม่ทำลายสภาพ  
เดิม ระดับ ๒) จำนวน ๒ ราย คือ [REDACTED] ของบริษัท ไฮบริด อินทิเกรชั่น  
จำกัด ซึ่งบริษัทได้ใบรับรองเป็นวิศวกรทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ประเภทที่ ๑ แล้ว ปรากฏ  
ว่า [REDACTED] มีคุณสมบัติและคุณวุฒิถูกต้องตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน  
เรื่อง การขึ้นทะเบียนวิศวกรออกแบบ และการออกใบรับรองวิศวกรทดสอบและตรวจสอบ พ.ศ. ๒๕๕๐ จึง  
เห็นชอบให้ [REDACTED] เป็นบุคลากรในการทดสอบและตรวจสอบในหน้าที่  
ผู้ชำนาญการทดสอบกรรมวิธีไม่ทำลายสภาพเดิม ระดับ ๒ ของวิศวกรทดสอบและตรวจสอบสถานที่ใช้ก๊าซ  
ธรรมชาติ ประเภทที่ ๑

อนึ่ง ในการปฏิบัติงานของผู้ปฏิบัติงานวิชาการด้านการทดสอบและตรวจสอบจะต้องปฏิบัติ  
ให้เป็นไปตามเงื่อนไขของประกาศกรมธุรกิจพลังงาน เรื่อง การขึ้นทะเบียนวิศวกรออกแบบ และการออก  
ใบรับรองวิศวกรทดสอบและตรวจสอบ ลงวันที่ ๗ พฤศจิกายน พ.ศ. ๒๕๕๐ และให้ปฏิบัติตามข้อกำหนด  
จรรยาบรรณในวิชาชีพด้วย

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ

ขอแสดงความนับถือ



ผู้อำนวยการสถาบันพัฒนาเทคนิคพลังงาน

ปฏิบัติราชการแทน อธิบดีกรมธุรกิจพลังงาน

สถาบันพัฒนาเทคนิคพลังงาน


โทร. ๐ ๓๘๔๔ ๕๑๘๑ - ๒

โทรสาร ๐ ๓๘๔๔ ๕๑๘๔



# Certificate for Nondestructive Inspector

This is to certify that

 has successfully completed educational curriculum and has demonstrated the proficiency by satisfactory completion of an examination in accordance with written procedure of CNI Pacific Co., Ltd. and meeting the minimum requirements of ASNT document SNT-TC-1A 2016 edition.

## NDT Level II

<u>Method</u>	<u>Issue Date</u>	<u>Expiration Date</u>
Magnetic Particle Testing	02/08/2020	01/08/2025
Liquid Penetrant Testing	19/04/2020	18/04/2025
Radiographic Testing	17/05/2020	16/05/2025
Ultrasonic Testing	05/07/2020	04/07/2025

  
Certificate Number  
[www.cnipacific.org](http://www.cnipacific.org)

(MT,PT,RT,UT,VT)



# Inspection Practices for Piping System Components

API RECOMMENDED PRACTICE 574  
THIRD EDITION, NOVEMBER 2009



NDE	nondestructive examination
NPS	nominal pipe size (followed, when appropriate, by the specific size designation number without an inch symbol)
OD	outside diameter
PMI	positive material identification
PPE	personal protective equipment
PT	liquid penetrant examination technique
PWHT	post-weld heat treatment
RBI	risk-based inspection
RT	radiographic examination technique
S/A interface	soil-to-air interface
SBP	small-bore piping
SCC	stress corrosion cracking
TML	thickness monitoring location
TOFD	time-of-flight diffraction
UT	ultrasonic examination technique
UV	ultraviolet
WFMT	wet fluorescent magnetic particle examination technique

## 4 Piping Components

### 4.1 Piping

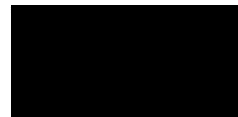
#### 4.1.1 General

**4.1.1.1** Piping can be made from any material that can be rolled and welded, cast, or drawn through dies to form a tubular section. The two most common carbon steel piping materials used in the petrochemical industry are ASTM A53 and ASTM A106. The industry uses both seamless and electric resistance welded (ERW) piping for process services depending upon current economics and the potential for accelerated corrosion of the weld seam in the service. Piping of a nominal size larger than 16 in. (406 mm) is usually made by rolling plates to size and welding the seams. Centrifugally cast piping can be cast then machined to any desired thickness. Steel and alloy piping are manufactured to standard dimensions in nominal pipe sizes (NPSs) up to 48 in. (1219 mm).

**4.1.1.2** Pipe wall thicknesses are designated as pipe schedules in NPSs up to 36 in. (914 mm). The traditional thickness designations—standard weight, extra strong, and double extra strong—differ from schedules and are used for NPSs up to 48 in. (1219 mm). In all standard sizes, the outside diameter (OD) remains nearly constant regardless of the thickness. The size refers to the approximate inside diameter (ID) of standard weight pipe for NPSs equal to or less than 12 in. (305 mm). The size denotes the actual OD for NPSs equal to or greater than 14 in. (356 mm). The pipe diameter is expressed as NPS which is based on these size practices. Table 1 and Table 2 list the dimensions of ferritic and stainless steel pipe from NPS  $\frac{1}{8}$  [DN (nominal diameter) 6] up through NPS 24 (DN 600). See ASME B36.10M for the dimensions of welded and seamless wrought steel piping and ASME B36.19M for the dimensions of stainless steel piping.

**4.1.1.3** Allowable tolerances in pipe diameter differ from one piping material to another. Table 3 lists the acceptable tolerances for diameter and thickness of most ASTM ferritic pipe standards. The actual thickness of seamless piping can vary from its nominal thickness by a manufacturing tolerance of as much as 12.5 %. The under tolerance for welded piping is 0.01 in. (0.25 mm). Cast piping has a thickness tolerance of  $+1/16$  in. (1.6 mm) and  $-0$  in. (0 mm), as specified in ASTM A530. Consult the ASTM or the equivalent ASME material specification to determine what tolerances are permitted for a specific material. Piping which has ends that are beveled or threaded with standard pipe threads can be obtained in various lengths. Piping can be obtained in different strength levels depending on the grades of material, including alloying material and the heat treatments specified.

**4.1.1.4** Cast iron piping is generally used for nonhazardous service, such as water; it is generally not recommended for pressurized hydrocarbon service. The standards and sizes for cast iron piping differ from those for welded and seamless piping.



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

API 570  
THIRD EDITION, NOVEMBER 2009





### **3.1.8**

#### **auxiliary piping**

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

### **3.1.9**

#### **condition monitoring locations**

##### **CMLs**

Designated areas on piping systems where periodic examinations are conducted.

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

### **3.1.10**

#### **construction code**

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

### **3.1.11**

#### **corrosion barrier**

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

### **3.1.12**

#### **corrosion rate**

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

### **3.1.13**

#### **corrosion specialist**

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

### **3.1.14**

#### **critical check valves**

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

NOTE Critical check valves are those that need to operate reliably in order to avoid the potential for hazardous events or substantial consequences should a leak occur.

### **3.1.15**

#### **damage mechanism**

Any type of deterioration encountered in the refining and chemical process industry that can result in flaws/defects that can affect the integrity of piping (e.g. corrosion, cracking, erosion, dents, and other mechanical, physical or chemical impacts). See API 571 for a comprehensive list and description of damage mechanisms.

### **3.1.16**

#### **deadlegs**

Components of a piping system that normally have no significant flow. Some examples include blanked branches, lines with normally closed block valves, lines with one end blanked, pressurized dummy support legs, stagnant control valve bypass piping, spare pump piping, level bridles, relief valve inlet and outlet header piping, pump trim bypass lines, high-point vents, sample points, drains, bleeders, and instrument connections.

### **3.1.17**

#### **defect**

An imperfection of a type or magnitude exceeding the acceptable criteria.

The preferred methods of inspecting injection points are radiography and/or UT, as appropriate, to establish the minimum thickness at each TML. Close grid ultrasonic measurements or scanning may be used, as long as temperatures are appropriate.

For some applications, it is beneficial to remove piping spools to facilitate a visual inspection of the inside surface. However, thickness measurements will still be required to determine the remaining thickness.

During periodic scheduled inspections, more extensive inspection should be applied to an area beginning 12 in. (300 mm) upstream of the injection nozzle and continuing for at least ten pipe diameters downstream of the injection point. Additionally, measure and record the thickness at all TMLs within the injection point circuit.

## 5.6 CMLs

### 5.6.1 General

CMLs are specific areas along the piping circuit where inspections are to be made. The nature of the CML varies according to its location in the piping system. The selection of CMLs shall consider the potential for localized corrosion and service-specific corrosion as described in API 574 and API 571. Examples of different types of CMLs include locations for thickness measurement, locations for stress cracking examinations, locations for CUI and locations for high temperature hydrogen attack examinations.

### 5.6.2 CML Monitoring

Each piping system shall be monitored at CMLs. Piping circuits with high potential consequences of failure should occur and those subject to higher corrosion rates or localized corrosion will normally have more CMLs and be monitored more frequently. CMLs should be distributed appropriately throughout each piping circuit. CMLs may be eliminated or the number reduced under certain circumstances, such as olefin plant cold side piping, anhydrous ammonia piping, clean noncorrosive hydrocarbon product, or high-alloy piping for product purity. In circumstances where CMLs will be substantially reduced or eliminated, persons knowledgeable in corrosion should be consulted.

The minimum thickness at each CML can be located by ultrasonic scanning or radiography. Electromagnetic techniques also can be used to identify thin areas that may then be measured by UT or radiography. When accomplished with UT, scanning consists of taking several thickness measurements at the CML searching for localized thinning. The thinnest reading or an average of several measurement readings taken within the area of a examination point shall be recorded and used to calculate corrosion rates, remaining life, and the next inspection date in accordance with Section 7.

Where appropriate, thickness measurements should include measurements at each of the four quadrants on pipe and fittings, with special attention to the inside and outside radius of elbows and tees where corrosion/erosion could increase corrosion rates. As a minimum, the thinnest reading and its location shall be recorded. The rate of corrosion/damage shall be determined from successive measurements and the next inspection interval appropriately established. Corrosion rates, the remaining life and next inspection intervals should be calculated to determine the limiting component of each piping circuit.

CMLs should be established for areas with continuing CUI, corrosion at S/A interfaces, or other locations of potential localized corrosion as well as for general, uniform corrosion.

CMLs should be marked on inspection drawings and on the piping system to allow repetitive measurements at the same CMLs. This recording procedure provides data for more accurate corrosion rate determination. The rate of corrosion/damage shall be determined from successive measurements and the next inspection interval appropriately established based on the remaining life or RBI analysis.

**ASME B31.1-2018**  
(Revision of ASME B31.1-2016)

# Power Piping

---

**ASME Code for Pressure Piping, B31**

**AN INTERNATIONAL PIPING CODE®**



**The American Society of  
Mechanical Engineers**



**Table 102.4.6-2 Maximum Severity Level for Casting Thickness Greater Than 4½ in. (114 mm)**

Discontinuity Category Designation	Severity Level
A, B, and Types 1, 2, and 3 of C	2
D, E, and F	None acceptable

designer is responsible to assess application of weld strength reduction factor requirements for welds other than longitudinal and spiral, as applicable (e.g., circumferential welds).

## PART 2 PRESSURE DESIGN OF PIPING COMPONENTS

### 103 CRITERIA FOR PRESSURE DESIGN OF PIPING COMPONENTS

The design of piping components shall consider the effects of pressure and temperature, in accordance with [paras. 104.1 through 104.7](#), including the consideration of allowances permitted by [paras. 102.2.4 and 102.4](#). In addition, the mechanical strength of the piping system shall be determined adequate in accordance with [para. 104.8](#) under other applicable loadings, including but not limited to those loadings defined in [para. 101](#).

### 104 PRESSURE DESIGN OF COMPONENTS

#### (18) 104.1 Straight Pipe

**104.1.1 Straight Pipe Under Internal Pressure.** Straight pipe under internal pressure shall have a minimum wall thickness calculated per [para. 104.1.2](#).

**104.1.2 Straight Pipe Under Internal Pressure — Seamless, Longitudinal Welded, or Spiral Welded and Operating Below the Creep Range**

(a) *Minimum Wall Thickness.* The minimum thickness of pipe wall<sup>3</sup> required for design pressures and for temperatures not exceeding those for the various materials listed in the Allowable Stress Tables, including allowances for mechanical strength, shall not be less than that determined by [eq. \(7\)](#) or [\(8\)](#), as follows:

$$t_m = \frac{PD_o}{2(SEW + Py)} + A \quad (7)$$

$$t_m = \frac{Pd + 2SEWA + 2yPA}{2(SEW + Py - P)} \quad (8)$$

Design pressure shall not exceed

<sup>3</sup> *SF* shall be used in place of *SE* where casting quality factors are intended. See definition of *SE*. Units of *P* and *SE* must be identical. [Mandatory Appendix A](#) values must be converted to kilopascals when the design pressure is in kilopascals.

$$P = \frac{2SEW(t_m - A)}{D_o - 2y(t_m - A)} \quad (9)$$

$$P = \frac{2SEW(t_m - A)}{d - 2y(t_m - A) + 2t_m} \quad (10)$$

where

*A* = additional thickness, in. (mm)

(a) To compensate for material removed in threading, grooving, etc., required to make a mechanical joint, refer to [para. 102.4.2](#).

(b) To provide for mechanical strength of the pipe, refer to [para. 102.4.4](#) (not intended to provide for extreme conditions of misapplied external loads or for mechanical abuse).

(c) To provide for corrosion and/or erosion, refer to [para. 102.4.1](#).

*d* = inside diameter of pipe, in. (mm). For design calculations, the inside diameter of pipe is the maximum possible value allowable under the purchase specification. When calculating the allowable working pressure of pipe on hand or in stock, the actual measured inside diameter and actual measured minimum wall thickness at the thinner end of the pipe may be used to calculate this pressure.

*D<sub>o</sub>* = outside diameter of pipe, in. (mm). For design calculations, the outside diameter of pipe as given in tables of standards and specifications shall be used in obtaining the value of *t<sub>m</sub>*. When calculating the allowable working pressure of pipe on hand or in stock, the actual measured outside diameter and actual measured minimum wall thickness at the thinner end of the pipe may be used to calculate this pressure.

*P* = internal design pressure, psig [kPa (gage)]

NOTE: When computing the design pressure for a pipe of a definite minimum wall thickness by [eq. \(9\)](#) or [\(10\)](#), the value of *P* obtained by these formulas may be rounded out to the next higher unit of 10. For cast iron pipe, see [para. 104.1.2 \(b\)](#).

*SE* or *SF* = maximum allowable stress in material due to internal pressure and joint efficiency (or casting quality factor) at the design temperature, psi (MPa). The value of *SE* or *SF* shall not exceed that given in [Mandatory Appendix A](#), for the respective material and design temperature. These values include the weld joint efficiency, *E*, or the casting factor, *F*.

**Table 102.4.7-1 Weld Strength Reduction Factors to Be Applied When Calculating the Minimum Wall Thickness or Allowable Design Pressure of Components Fabricated With a Longitudinal Seam Fusion Weld**

Steel Group	Weld Strength Reduction Factor for Temperature, °F (°C) [Notes (1)–(7)]										
	700 (371)	750 (399)	800 (427)	850 (454)	900 (482)	950 (510)	1,000 (538)	1,050 (566)	1,100 (593)	1,150 (621)	1,200 (649)
CrMo [Notes (8), (9), (10)]	...	...	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.77	0.73	0.68	0.64
CSEF (N+T) [Notes (8), (11), (12)]	...	...	...	...	...	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.77
CSEF (Sub Crit) [Notes (8), (13)]	...	...	...	...	1.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Austenitic stainless (incl. 800H & 800HT) [Notes (14), (15)]	...	...	...	...	...	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.77
Autogenously welded austenitic stainless [Note (16)]	...	...	...	...	...	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

## NOTES:

- (1) NP = not permitted.
- (2) Longitudinal welds in pipe for materials not covered in this Table operating in the creep regime are not permitted. For the purposes of this Table, the start of the creep range is the highest temperature where the nonitalicized stress values end in [Mandatory Appendix A](#) for the base material involved.
- (3) All weld filler metal shall be a minimum of 0.05% C for CrMo and CSEF materials, and 0.04% C for austenitic stainless in this Table.
- (4) Materials designed for temperatures below the creep range [see Note (2)] may be used without consideration of the WSRF or the rules of this Table. All other Code rules apply.
- (5) Longitudinal seam welds in CrMo and CSEF materials shall be subjected to, and pass, a 100% volumetric examination (RT or UT). For materials other than CrMo and CSEF, see [para. 123.4\(b\)](#).
- (6) At temperatures below those where WSRFs are tabulated, a value of 1.0 shall be used for the factor, *W*, where required by the rules of this Code Section. However, the additional rules of this Table and Notes do not apply.
- (7) Carbon steel pipes and tubes are exempt from the requirements of [para. 102.4.7](#) and this Table.
- (8) Basicity index of SAW flux  $\geq 1.0$ .
- (9) The CrMo steels include  $\frac{1}{2}\text{Cr}-\frac{1}{2}\text{Mo}$ ,  $1\text{Cr}-\frac{1}{2}\text{Mo}$ ,  $1\frac{1}{4}\text{Cr}-\frac{1}{2}\text{Mo}-\text{Si}$ ,  $2\frac{1}{4}\text{Cr}-1\text{Mo}$ ,  $3\text{Cr}-1\text{Mo}$ , and  $5\text{Cr}-\frac{1}{2}\text{Mo}$ . Longitudinal welds shall be normalized, normalized and tempered, or subjected to proper subcritical PWHT for the alloy.
- (10) Longitudinal seam fusion welded construction is not permitted for  $\text{Cr}-\frac{1}{2}\text{Mo}$  steel for operation in the creep range [see Notes (2) and (4)].
- (11) The CSEF (creep strength enhanced ferritic) steels include Grades 91, 92, 911, 122, and 23.
- (12) N+T = normalizing + tempering PWHT.
- (13) Sub Crit = subcritical PWHT is required. No exemptions from PWHT are permitted. The PWHT time and temperature shall meet the requirements of [Table 132.1.1-1](#); the alternate PWHT requirements of [Table 132.1.1-2](#) are not permitted.
- (14) WSRFs have been assigned for austenitic stainless (including 800H and 800HT) longitudinally welded pipe up to 1,500°F as follows:

Temperature, °F	Temperature, °C	Weld Strength Reduction Factor
1,250	677	0.73
1,300	704	0.68
1,350	732	0.64
1,400	760	0.59
1,450	788	0.55
1,500	816	0.5

- (15) Certain heats of the austenitic stainless steels, particularly for those grades whose creep strength is enhanced by the precipitation of temper-resistant carbides and carbo-nitrides, can suffer from an embrittlement condition in the weld heat affected zone that can lead to premature failure of welded components operating at elevated temperatures. A solution annealing heat treatment of the weld area mitigates this susceptibility.
- (16) Autogenous SS welded pipe (without weld filler metal) has been assigned a WSRF up to 1,500°F of 1.00, provided that the product is solution annealed after welding and receives nondestructive electric examination, in accordance with the material specification.



Table 104.1.2-1 Values of  $y$ 

Material	Temperature, °F (°C)							1,250 (677) and Above
	900 (482) and Below	950 (510)	1,000 (538)	1,050 (566)	1,100 (593)	1,150 (621)	1,200 (649)	
Ferritic steels	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Austenitic steels	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7
Nickel alloy UNS No. N06690	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	0.7	...
Nickel alloys UNS Nos. N06617, N08800, N08810, N08825	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7
Cast iron	0.0	...	...	...	...	...	...	...
Other metals [Note (1)]	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4

## GENERAL NOTES:

(a) The value of  $y$  may be interpolated between the 50°F (27.8°C) incremental values shown in the Table.

(b) For pipe with a  $D_o/t_m$  ratio less than 6, the value of  $y$  for ferritic and austenitic steels designed for temperatures of 900°F (480°C) and below shall be taken as

$$y = \frac{d}{d + D_o}$$

NOTE: (1) Metals listed in [Mandatory Appendix A](#) that are not covered by the categories of materials listed above.

(1) fittings, such as tees, laterals, and crosses made in accordance with the applicable standards listed in [Table 126.1-1](#) where the attachment of the branch pipe to the fitting is by butt welding, socket welding, brazing, soldering, threading, or by a flanged connection.

(2) weld outlet fittings, such as cast or forged nozzles, couplings and adaptors, or similar items where the attachment of the branch pipe to the fitting is by butt welding, socket welding, threading, or by a flanged connection. Such weld outlet fittings are attached to the run by welding similar to that shown in [Figure 127.4.8-5](#) or [Figure 127.4.8-6](#), as applicable. MSS SP-97 may be used for design and manufacturing standards for integrally reinforced forged branch outlet fittings. Couplings are restricted to a maximum of NPS 3 (DN 80).

(3) extruded outlets at right angles to the run pipe, in accordance with (g), where the attachment of the branch pipe is by butt welding.

(4) piping directly attached to the run pipe by welding in accordance with [para. 127.4.8](#) or by socket welding or threading as stipulated below.

(-a) socket welded right angle branch connections may be made by attaching the branch pipe directly to the run pipe provided

(-1) the nominal size of the branch does not exceed NPS 2 (DN 50) or one-fourth of the nominal size of the run, whichever is smaller.

(-2) the depth of the socket measured at its minimum depth in the run pipe is at least equal to that shown in ASME B16.11. If the run pipe wall does not have sufficient thickness to provide the proper depth of socket, an alternate type of construction shall be used.

(-3) the clearance between the bottom of the socket and the end of the inserted branch pipe is in accordance with [Figure 127.4.4-3](#).

(-4) the size of the fillet weld is not less than 1.09 times the nominal wall thickness of the branch pipe.

(-b) threaded right angle branch connections may be made by attaching the branch pipe directly to the run provided

(-1) the nominal size of the branch does not exceed NPS 2 (DN 50) or one-fourth of the nominal size of the run, whichever is smaller.

(-2) the minimum thread engagement is six full threads for NPS  $\frac{1}{2}$  (DN 15) and NPS  $\frac{3}{4}$  (DN 20) branches; seven for NPS 1 (DN 25), NPS  $1\frac{1}{4}$  (DN 32), and NPS  $1\frac{1}{2}$  (DN 40) branches; and eight for NPS 2 (DN 50) branches. If the run pipe wall does not have sufficient thickness to provide the proper depth for thread engagement, an alternative type of construction shall be used.

(c) *Branch Connections Not Requiring Reinforcement.* A pipe having a branch connection is weakened by the opening that must be made in it. Unless the wall thickness of the branch and/or run pipe is sufficiently in excess of that required to sustain the pressure, it is necessary to provide additional material to meet the reinforcement requirements of (d) and (e). However, there are certain branch connections for which supporting calculations are not required. These are as follows:

(1) branch connections made by the use of a fitting (tee, lateral, cross, or branch weld-on fitting), manufactured in accordance with a standard listed in [Table 126.1-1](#), and used within the limits of pressure-temperature ratings specified in that standard.



# API Pipes (Continued)

Size						Weight			Hydrostatic Test Pressure							
Outside Diameter			Wall Thickness			lb/ft	kg/m	kg/ft	API 5L				API 5LX			
Nominal Size	in	mm	Sch No	in	mm				A		B		X42	X46	X52	X56
4	4½	114.3	40(Std)	0.083	2.11	3.92	5.84	1.78	660	.....	770	.....	930	1020	1150	1240
				0.109	2.77	5.11	7.61	2.32	870	.....	1020	.....	.....	.....	.....	.....
				0.125	3.18	5.04	8.70	2.65	1000	.....	1170	.....	1400	1530	1730	1870
				0.141	3.58	6.56	9.77	2.98	1130	.....	1320	.....	1580	1730	1960	2110
				0.156	3.96	7.24	10.78	3.29	1250	.....	1460	.....	1750	1910	2160	2330
				0.172	4.37	7.95	11.84	3.61	1380	.....	1610	.....	1930	2110	2390	2570
				0.188	4.78	8.66	12.90	3.93	1500	.....	1750	.....	2110	2310	2610	2810
				0.203	5.16	9.32	13.88	4.23	1620	.....	1890	.....	2270	2490	2810	3000
				0.219	5.56	10.01	14.91	4.54	1750	.....	2040	.....	2450	2690	3000	3000
			60	0.237	6.02	10.79	16.07	4.90	1900	.....	2210	.....	2650	2910	3000	3000
				0.250	6.35	11.35	16.91	5.15	2000	.....	2330	.....	2800	3000	3000	3000
				0.281	7.14	12.66	18.86	5.75	2250	.....	2620	.....	3000	3000	3000	3000
				0.312	7.92	13.96	20.79	6.34	2500	.....	2800	.....	3000	3000	3000	3000
				0.337	8.56	14.98	22.31	6.80	2700	.....	2800	.....	3000	3000	3000	3000
				0.438	11.13	19.00	28.30	8.63	2800	.....	2800	.....	3000	3000	3000	3000
				0.531	13.49	22.51	33.53	10.22	2800	.....	2800	.....	3000	3000	3000	3000
				0.674	17.12	27.54	41.02	12.50	2800	.....	2800	.....	3000	3000	3000	3000
5	5⅝	141.3	40(Std)	0.083	2.11	4.86	7.24	2.21	540	.....	630	.....	.....	.....	.....	.....
				0.125	3.18	7.26	10.81	3.30	810	.....	940	.....	.....	.....	.....	.....
				0.156	3.96	9.01	13.42	4.09	1010	.....	1180	.....	.....	.....	.....	.....
				0.188	4.78	10.79	16.07	4.90	1220	.....	1420	.....	.....	.....	.....	.....
				0.219	5.56	12.50	18.62	5.68	1420	.....	1650	.....	.....	.....	.....	.....
				0.258	6.55	14.62	21.76	6.63	1670	.....	1950	.....	.....	.....	.....	.....
				0.281	7.14	15.85	23.61	7.20	1820	.....	2120	.....	.....	.....	.....	.....
				0.312	7.92	17.50	26.05	7.94	2020	.....	2360	.....	.....	.....	.....	.....
				0.344	8.74	19.17	28.55	8.70	2230	.....	2600	.....	.....	.....	.....	.....
			80(XS)	0.375	9.52	20.78	30.94	9.43	2430	.....	2800	.....	.....	.....	.....	.....
				0.500	12.70	27.03	40.26	12.27	2800	.....	2800	.....	.....	.....	.....	.....
				0.625	15.88	32.96	49.08	14.96	2800	.....	2800	.....	.....	.....	.....	.....
				0.750	19.05	38.55	57.41	17.50	2800	.....	2800	.....	.....	.....	.....	.....
6	6¾	168.3	30	0.083	2.11	5.80	8.64	2.63	450	560	530	660	790	860	980	1050
				0.109	2.77	7.59	11.31	3.45	590	740	690	860	1040	1140	1280	1380
				0.125	3.18	8.68	12.93	3.94	680	850	790	990	1190	1300	1470	1580
				0.141	3.58	9.76	14.54	4.43	770	960	890	1120	1340	1470	1660	1790
				0.156	3.96	10.78	16.06	4.89	850	1060	990	1240	1480	1620	1840	1980
				0.173	4.37	11.85	17.65	5.38	930	1170	1090	1360	1640	1790	2030	2180
				0.188	4.78	12.92	19.24	5.87	1020	1280	1190	1490	1790	1960	2210	2380
				0.203	5.16	13.92	20.73	6.32	1100	1380	1290	1610	1930	2110	2390	2579
				0.219	5.56	14.98	22.31	6.80	1190	1490	1390	1740	2080	2280	2580	2780
			40(Std)	0.250	6.35	17.02	25.35	7.73	1360	1700	1580	1980	2380	2600	2940	3000
				0.280	7.11	18.97	28.26	8.61	1520	1900	1790	2220	2660	2920	3000	3000
				0.312	7.92	21.04	31.34	9.55	1700	2120	1980	2470	2970	3000	3000	3000
				0.344	8.74	23.08	34.38	10.48	1870	2340	2180	2730	3000	3000	3000	3000
				0.375	9.52	25.03	37.28	11.36	2040	2550	2380	2800	3000	3000	3000	3000
				0.432	10.97	28.57	42.56	12.97	2350	2800	2740	2800	3000	3000	3000	3000
				0.500	12.70	32.71	48.72	14.85	2720	2800	2800	2800	3000	3000	3000	3000
				0.562	14.27	36.39	54.20	16.52	2800	2800	2800	2800	3000	3000	3000	3000
				0.625	15.88	40.05	59.65	18.18	2800	2800	2800	2800	3000	3000	3000	3000
8	8⅝	219.1	20	0.719	18.26	45.35	67.55	20.59	2800	2800	2800	2800	3000	3000	3000	3000
				0.864	21.95	53.16	79.18	24.13	2800	2800	2800	2800	.....	.....	.....	.....
			40(Std)	0.125	3.18	11.35	16.91	5.15	520	650	610	760	910	1000	1130	1220
				0.156	3.96	14.11	21.02	6.41	650	810	760	950	1140	1250	1410	1520
				0.188	4.78	16.94	25.23	7.69	780	980	920	1140	1370	1500	1700	1830
				0.203	5.16	18.26	27.20	8.29	.....	.....	.....	.....	1480	1620	1840	2000
				0.219	5.56	19.66	29.28	8.93	910	1140	1070	1330	1600	1750	1980	2130
				0.250	6.35	22.36	33.31	10.15	1040	1300	1220	1520	1830	2000	2260	2430
				0.277	7.04	24.70	36.79	11.21	1160	1450	1350	1690	2020	2220	2510	2700
				0.312	7.92	27.70	41.26	12.58	1300	1630	1520	1900	2280	2500	2820	3000
				0.322	8.18	28.55	42.53	12.96	1340	1680	1570	1960	2350	2580	2910	3000
			60	0.344	8.74	30.42	45.31	13.81	1440	1790	1680	2090	2510	2750	3000	3000
				0.375	9.52	33.04	49.21	15.00	1570	1960	1830	2280	2740	3000	3000	3000
				0.406	10.31	35.64	53.09	16.18	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
				0.438	11.13	38.30	57.05	17.39	1830	2290	2130	2670	3000	3000	3000	3000
				0.500	12.70	43.39	64.63	19.70	2090	2610	2430	2800	3000	3000	3000	3000
				0.562	14.27	48.40	72.09	21.97	2350	2800	2740	2800	3000	3000	3000	3000
				0.594	15.09	50.95	75.89	23.13	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
				0.625	15.88	53.40	79.54	24.24	2610	2800	2800	2800	3000	3000	3000	3000
				0.719	18.26	60.71	90.43	27.56	2800	2800	2800	2800	3000	3000	3000	3000
			100	0.812	20.62	67.76	100.93	30.76	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
				0.875	22.22	72.42	107.87	32.88	2800	2800	2800	2800	.....	.....	.....	.....
				0.906	23.01	74.69	111.25	33.91	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....



## ภาคผนวก 2ญ

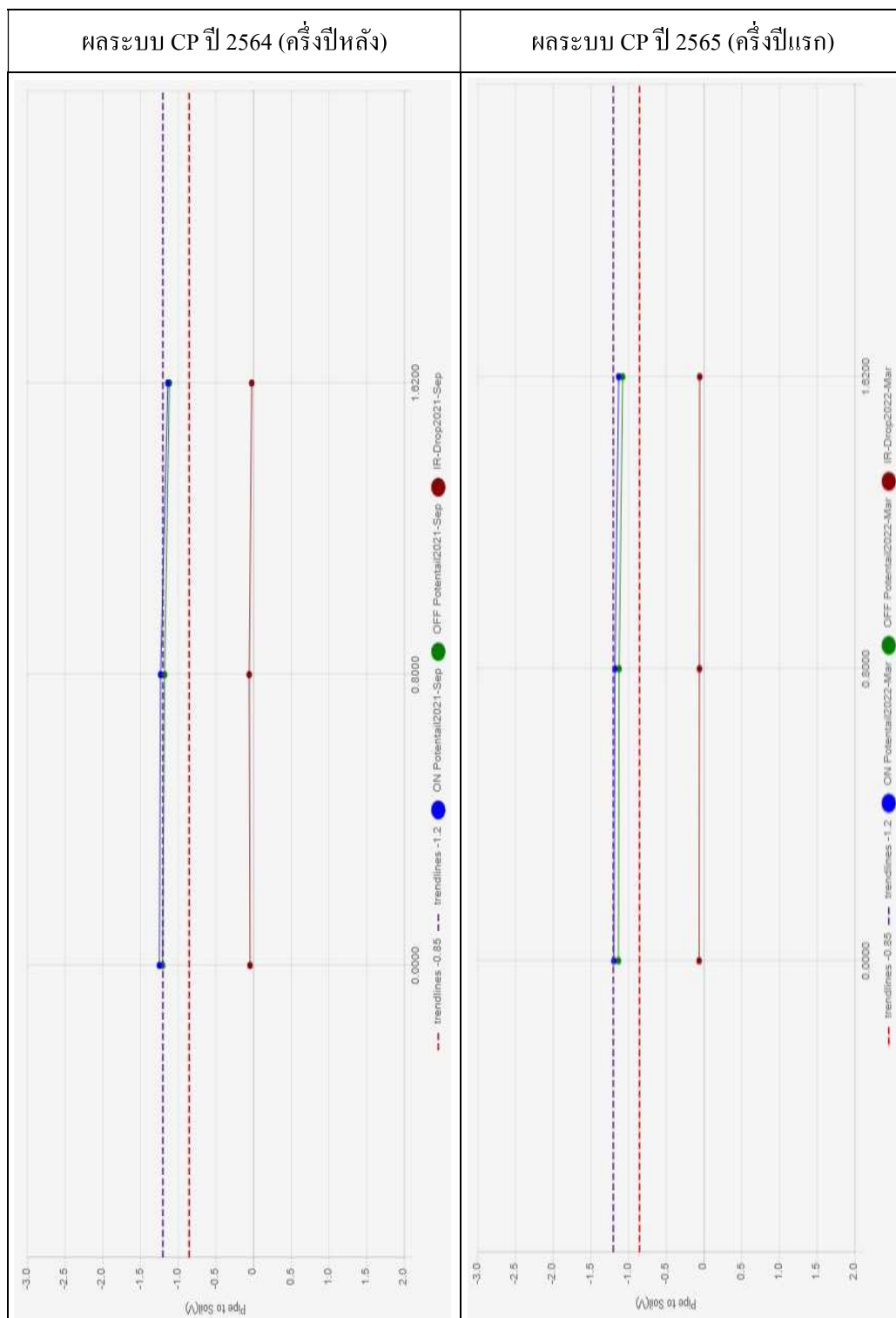
บันทึกการทดสอบค่า Pipe to Soil Potential

## ภาคผนวก ข. ผลการทดสอบและตรวจสอบสำหรับท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

### ผลการตรวจสอบความพอเพียงของระบบ CP

RC410301 บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 1), บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 2)

(ตรวจวัดโดย วิศวกร ส่วนปฏิบัติงานระบบท่อเขต 5)





# ภาคผนวก 2ฏ

สำเนารายงานผลการทดสอบและตรวจสอบ  
สำหรับแนวท่อของโครงการ

# รายงานผลการทดสอบตรวจสอบ – สำหรับแนวท่อ ประจำปี 2565

จัดทำโดย

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ใบอนุญาตเลขที่ กท2310130

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังโครงการหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า

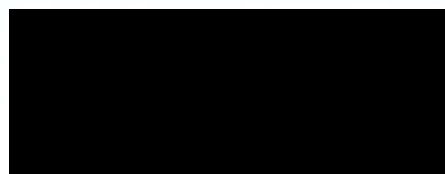
บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด



## การรับรองความถูกต้องของข้อมูล

ข้าพเจ้าได้ตรวจสอบข้อมูลในรายงานผลการทดสอบตรวจสอบประจำปี 2565 สำหรับใบอนุญาตเลขที่ กท2310130 โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังโครงการหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า (บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด) ด้วยความระมัดระวังในฐานะผู้บริหารสูงสุดในสายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ตำแหน่งผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ข้อมูลดังกล่าวถูกต้องครบถ้วน ไม่เป็นเท็จ ไม่ทำให้ผู้อื่นสำคัญผิด หรือไม่ขาดข้อมูลที่ควรต้องแจ้งในสาระสำคัญ



ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ



## คำนำ

สายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ได้ดำเนินงานด้านการบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซ ฯ ตามแผน Pipeline Integrity Management System (PIMS) มาตั้งแต่ปี 2548 ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานสากล ASME B31.8S – 2020 มีวัตถุประสงค์เพื่อดูแลความมั่นคงของท่อส่งก๊าซ ฯ ทุกเส้นท่อ โดยพิจารณาจากโอกาสและผลกระทบของการเกิด Pipeline Breakdown ในแต่ละเส้นท่อ นำมากำหนดเป็นมาตรการควบคุม แผนการบำรุงรักษาซ่อมแซม และติดตามความก้าวหน้าอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าระบบท่อส่งก๊าซ ฯ ได้รับการดูแลและบำรุงรักษาให้มีความสมบูรณ์อยู่เสมอ เป็นการลดความเสี่ยงของอุบัติเหตุที่จะเกิดขึ้นกับท่อส่งก๊าซ ฯ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม

## สารบัญ

หน้า

ผลการทดสอบและตรวจสอบสำหรับท่อส่งก๊าซธรรมชาติ .....	1
1. การลาดตระเวนตรวจแนววางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และการตรวจสอบการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติ .....	2
2. การตรวจสอบสภาพความผุกร่อนบนผิวท่อเหนือผิวดิน (Atmospheric corrosion survey) .....	3
3. การตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบป้องกันการผุกร่อน (Cathodic Protection : CP) .....	4
4. การทดสอบตรวจสอบระหว่างการใช้งาน โดยวิธีในการตรวจสอบโดยอ้อม (Indirect Inspection) .....	6
4.1 การตรวจสอบความพอเพียงของระบบ CP ด้วยวิธี Close Interval Potential Survey (CIPS) .....	6
4.2 การตรวจสอบความสมบูรณ์ของวัสดุหุ้มท่อด้วยวิธี Direct Current Voltage Gradient (DCVG) .....	6
5. การประเมินความสมบูรณ์แข็งแรงท่อส่งก๊าซ ฯ.....	7
6. การตรวจสอบสภาพท่อส่งก๊าซธรรมชาติด้วยวิธีตรวจวัดความหนาท่อ (Wall thickness monitoring) .....	9
ภาคผนวก ก. มาตรฐานการตรวจสอบและบำรุงรักษา ตามมาตรฐานสากล.....	11
การตรวจสอบบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซ ฯ .....	11
ภาคผนวก ข. ผลการทดสอบและตรวจสอบสำหรับท่อส่งก๊าซธรรมชาติ .....	14
ผลการตรวจสอบความพอเพียงของระบบ CP .....	14
ผลการวัดประสิทธิภาพ CP (Transformer Rectifier) .....	15
ผลการตรวจวัดจุดเชื่อมต่อระบบ CP (Bond box) .....	19
ผลการวัดประสิทธิภาพการตัดแยกระบบ CP ณ Isolation Joint.....	20
ผลการวัดการป้องกันกระแสสลับแรงดันสูงบริเวณหน้าแปลน หรือ AC Surge protection .....	25
ผลการตรวจสอบสภาพท่อส่งก๊าซธรรมชาติด้วย CIPS and DCVG Survey .....	30
ภาคผนวก ค. แผนงานการดำเนินการตรวจสอบสภาพท่อส่งก๊าซธรรมชาติระยะยาว .....	32

**ผลการทดสอบและตรวจสอบสำหรับท่อส่งก๊าซธรรมชาติ**

ลำดับ	ชื่อโครงการ	Route code	Description
1	บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 1), บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 2)	RC410301	BPU1, BPU2



1. การลาดตระเวนตรวจแนววางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และการตรวจสอบการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติ		
ปีที่ทำการตรวจสอบ	กรกฎาคม 2564 – มิถุนายน 2565	
หัวข้อการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ	รายละเอียดเพิ่มเติม
1. งานก่อสร้างใกล้แนวท่อ	<input checked="" type="checkbox"/> ไม่พบงานก่อสร้างใกล้แนวท่อ <input type="checkbox"/> พบงานก่อสร้างใกล้แนวท่อที่มี นัยสำคัญ ...รายการ	
2. การรั่วไหลของก๊าซ ฯ	<input checked="" type="checkbox"/> ไม่พบก๊าซ ฯ รั่วไหล <input type="checkbox"/> พบก๊าซ ฯ รั่วไหล จำนวน ... จุด	
3. การกัดเซาะบนแนวท่อ	<input checked="" type="checkbox"/> ไม่พบจุดกัดเซาะบนแนวท่อ <input type="checkbox"/> พบจุดกัดเซาะ จำนวน ... จุด	
4. ความสมบูรณ์และครบถ้วน ของป้ายเตือน	<input type="checkbox"/> ไม่พบรายการที่ต้องดำเนินการแก้ไข <input checked="" type="checkbox"/> พบรายการที่ต้องดำเนินการแก้ไข จำนวน 1 รายการ	<u>RC410301</u> - พบป้ายเตือนชำรุด 1 รายการ (ดำเนินการ แก้ไขแล้วเสร็จ)
5. ความสมบูรณ์และครบถ้วน ของอุปกรณ์วัดค่าความต่าง ศักย์ป้องกันการกัดกร่อน บนแนวท่อ (Test post)	<input checked="" type="checkbox"/> ไม่พบรายการที่ต้องดำเนินการแก้ไข <input type="checkbox"/> พบรายการที่ต้องดำเนินการแก้ไข ... รายการ	

2. การตรวจสอบสภาพความผุกร่อนบนผิวท่อเหนือผิวดิน (Atmospheric corrosion survey)		
ปีที่ทำการตรวจสอบ	กรกฎาคม 2564 – มิถุนายน 2565	
หัวข้อการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ	รายละเอียดเพิ่มเติม
การตรวจสอบสภาพความผุกร่อนบนผิวท่อเหนือผิวดิน (Atmospheric corrosion survey)	<input checked="" type="checkbox"/> ไม่พบการกัดกร่อนที่มีนัยสำคัญ (การสูญเสียเนื้อเหล็กไม่เกิน 20% ของความหนาท่อ) <input type="checkbox"/> พบการกัดกร่อนที่มีนัยสำคัญที่ควรต้องแก้ไข	

### 3. การตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบป้องกันการผุกร่อน (Cathodic Protection : CP)

ปีที่ทำการตรวจสอบ	กรกฎาคม 2564 – มิถุนายน 2565	
หัวข้อการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ	รายละเอียดเพิ่มเติม
1. การตรวจวัดค่าความต่างศักย์ไฟฟ้าของระบบป้องกันการกัดกร่อนของท่อ (Pipe to soil potential)	<input checked="" type="checkbox"/> CP ยังสามารถปกป้องท่อได้ตามมาตรฐาน โดยค่า Pipe to soil potential อยู่ระหว่าง -0.85 V กับ -1.20 V (มีจำนวนไม่น้อยกว่า 90% ของจุดวัดตลอดแนวท่อ) <input type="checkbox"/> CP ไม่สามารถป้องกันท่อได้อย่างเพียงพอ โดยค่า Pipe to soil potential มีค่ามากกว่า -0.85V (Under protection – CP ไม่สามารถป้องกันท่อได้อย่างเพียงพอ มีจำนวนมากกว่า 10% ของจุดวัดตลอดแนวท่อ) <input type="checkbox"/> CP ปกป้องท่อมากเกินไปค่ามาตรฐาน โดยค่า Pipe to soil potential มีค่าน้อยกว่า -1.20 V (Over protection – CP ปกป้องท่อมากเกินไปค่ามาตรฐาน มีจำนวนมากกว่า 10% ของจุดวัดตลอดแนวท่อ)	<p>- ผลการตรวจสอบโดยละเอียดตามภาคผนวก ข.</p> <p>หมายเหตุ ปตท. จะประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับท่อส่งก๊าซ ฯ โดยคำนึงจากหลายปัจจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น การป้องกันการผุกร่อนจากแหล่งจ่ายกระแสภายนอก (ICCP) หรือกระแสจากโลหะต่างชนิดกัน (SCCP), Coating type เป็นต้น</p>
2. การตรวจสอบการทำงานอุปกรณ์จ่ายกระแส CP (Rectifier)	<input checked="" type="checkbox"/> ทำงานได้ปกติ <input type="checkbox"/> ทำงานผิดปกติ <input type="checkbox"/> ไม่สามารถตรวจสอบได้	- ผลการตรวจสอบเส้นท่อที่มี Rectifier ตามภาคผนวก ข.
3. การตรวจวัดจุดเชื่อมระบบ CP (Bond box)	<input type="checkbox"/> ปกติ ไม่พบความเสี่ยงที่ท่อจะผุกร่อนจากการรบกวนทางไฟฟ้ากับท่อข้างเคียง <input type="checkbox"/> ไม่ปกติ พบความเสี่ยงที่ท่อจะผุกร่อนจากการรบกวนทางไฟฟ้ากับท่อข้างเคียง <input checked="" type="checkbox"/> ไม่สามารถตรวจสอบได้	- รายการท่อส่งก๊าซ ฯ ในใบอนุญาต ฯ นี้ ไม่มี Bond box
4. การตรวจวัดประสิทธิภาพการตัดแยกระบบ CP	<input checked="" type="checkbox"/> ทำงานได้ปกติ <input type="checkbox"/> ทำงานผิดปกติ <input type="checkbox"/> ไม่สามารถตรวจสอบได้	- ผลการตรวจสอบเส้นท่อที่มี Insulation Joint / Flange and Casing ตามภาคผนวก ข.



3. การตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบป้องกันการผุกร่อน (Cathodic Protection : CP)		
ปีที่ทำการตรวจสอบ	กรกฎาคม 2564 – มิถุนายน 2565	
หัวข้อการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ	รายละเอียดเพิ่มเติม
(Insulation Joint / Flange and Casing)		จุดอื่นที่ P/S AG ใกล้เคียง P/S UG เนื่องจากเป็น Outlet
5. การตรวจวัดการป้องกันไฟฟ้ากระแสสลับแรงดันสูงบริเวณหน้าแปลน (DC Decouple)	<input checked="" type="checkbox"/> ทำงานได้ปกติ <input type="checkbox"/> ทำงานผิดปกติ <input type="checkbox"/> ไม่สามารถตรวจสอบได้	ผลการตรวจสอบเส้นท่อที่มี DC Decouple ตามภาคผนวก ข.

#### 4. การทดสอบตรวจสอบระหว่างการใช้งาน โดยวิธีในการตรวจสอบโดยอ้อม (Indirect Inspection)

โดยเลือกวิธีการทดสอบและตรวจสอบอย่างน้อย 2 วิธี ตามมาตรฐานที่ NACE SP 0502

##### 4.1 การตรวจสอบความพอเพียงของระบบ CP ด้วยวิธี Close Interval Potential Survey (CIPS)

ปีที่ทำการตรวจสอบ	2560	
หัวข้อการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ	รายละเอียดเพิ่มเติม
การตรวจสอบความพอเพียงของระบบ CP ด้วยวิธี Close Interval Potential Survey (CIPS)	<input checked="" type="checkbox"/> CP ยังสามารถปกป้องท่อได้ตามมาตรฐาน โดยค่า Pipe to soil potential อยู่ระหว่าง -0.85 V กับ -1.20 V (มีจำนวนไม่น้อยกว่า 90% ของจุดวัดตลอดแนวท่อ) <input type="checkbox"/> CP ไม่สามารถป้องกันท่อได้อย่างเพียงพอ โดยค่า Pipe to soil potential มีค่ามากกว่า -0.85V (Under protection – CP ไม่สามารถป้องกันท่อได้อย่างเพียงพอ มีจำนวนมากกว่า 10% ของจุดวัดตลอดแนวท่อ) <input type="checkbox"/> CP ปกป้องท่อบริเวณค่ามาตรฐาน โดยค่า Pipe to soil potential มีค่าน้อยกว่า -1.20 V (Over protection – CP ปกป้องท่อบริเวณค่ามาตรฐาน มีจำนวนมากกว่า 10% ของจุดวัดตลอดแนวท่อ)	- ผลการตรวจสอบโดยละเอียดตามภาคผนวก ข. - อยู่ระหว่างดำเนินการตรวจสอบภายในไตรมาสที่ 4 ปี 2565  <u>หมายเหตุ</u> ปตท. จะประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับท่อส่งก๊าซ ฯ โดยคำนึงจากหลายปัจจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น การป้องกันการผุกร่อนจากแหล่งจ่ายกระแสภายนอก (ICCP) หรือกระแสจากโลหะต่างชนิดกัน (SCCP), Coating type เป็นต้น

##### 4.2 การตรวจสอบความสมบูรณ์ของวัสดุหุ้มท่อด้วยวิธี Direct Current Voltage Gradient (DCVG)

ปีที่ทำการตรวจสอบ	2560	
หัวข้อการตรวจสอบ	ผลการตรวจสอบ	รายละเอียดเพิ่มเติม
การตรวจสอบความสมบูรณ์ของวัสดุหุ้มท่อ ด้วยวิธี Direct Current Voltage Gradient (DCVG)	<input checked="" type="checkbox"/> ไม่พบวัสดุหุ้มท่อได้รับความเสียหาย (Coating defect) <input type="checkbox"/> พบ Coating Defect <div style="margin-left: 20px;"> <input type="checkbox"/> เล็ก (<math>1\% &lt; IR &lt; 15\%</math>) ... จุด  <input type="checkbox"/> กลาง (<math>16\% &lt; IR &lt; 35\%</math>) ... จุด  <input type="checkbox"/> ใหญ่ (<math>36\% &lt; IR &lt; 60\%</math>) ... จุด  <input type="checkbox"/> ใหญ่มาก (<math>61\% &lt; IR &lt; 100\%</math>) ... จุด           </div>	- ผลการตรวจสอบโดยละเอียดตามภาคผนวก ข. - อยู่ระหว่างดำเนินการตรวจสอบภายในไตรมาสที่ 4 ปี 2565

5. การประเมินความสมบูรณ์แข็งแรงท่อส่งก๊าซ ฯ		
ปีที่ทำการประเมิน	พ.ศ. 2561	
วิธีการตรวจสอบ	สรุปผลการประเมินความสมบูรณ์แข็งแรง	รายละเอียดเพิ่มเติม
1. ผลการตรวจสภาพท่อส่งก๊าซธรรมชาติด้วย In Line Inspection PIG (ILI PIG)	<input type="checkbox"/> ไม่พบเหตุปัจจัยที่ส่งผลให้ท่อรองรับแรงดันได้น้อยกว่าที่ออกแบบไว้ หรือมีความเสี่ยงต่อการแตกรั่วเกินกว่าระดับที่ยอมรับได้ <input type="checkbox"/> พบเหตุปัจจัยที่ส่งผลให้ท่อรองรับแรงดันได้น้อยกว่าที่ออกแบบไว้  <u>แผนงานแก้ไข</u>  <input checked="" type="checkbox"/> ท่อส่งก๊าซ ฯ นี้ไม่ได้ถูกออกแบบให้ ตรวจสอบด้วย In-line inspection (ใช้วิธีประเมินตามข้อที่ 2)	
2. ผลการประเมินความเสี่ยง และตรวจสอบทางตรงจากสภาพความสมบูรณ์ของท่อ (Direct Assessment)		
<input checked="" type="checkbox"/> ท่อส่งก๊าซมีความเสี่ยงที่จะเกิดการกัดกร่อนต่ำ เนื่องจาก <ul style="list-style-type: none"> <li>การกัดกร่อนภายใน( internal corrosion) ไม่มีแนวโน้มที่จะเกิด อ้างอิงจากผลติดตามและการตรวจวัดความขึ้นภายในท่อก๊าซฯ เป็นไปตามมาตรฐานข้อกำหนดคุณภาพก๊าซ</li> <li>การกัดกร่อนภายนอก( external corrosion) อยู่ในระดับต่ำ อ้างอิงจากผลบำรุงรักษาหัวข้อที่ 3,4 และจากผลการตรวจสอบด้วย ILI PIG ในปี 2561 ของโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติราชบุรี-วังน้อย (WNMR-RA6) (RC4100) ซึ่งเป็นท่อส่งก๊าซธรรมชาติต้นทางของโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังโครงการหน่วยผลิตไอน้ำและ</li> </ul>	<input type="checkbox"/> ท่อส่งก๊าซมีความเสี่ยงที่จะเกิดการกัดกร่อนสูง ต้องทำการพิจารณาการตอบสนองเพิ่มเติมดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> การประเมินความเสียหายของท่อจากการกัดกร่อนภายใน (Internal Corrosion Direct Assessment, ICDA) <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> สามารถทำการประเมินได้</li> <li><input type="checkbox"/> ไม่สามารถทำการประเมินได้ เนื่องจากท่อเป็นท่อ Product , ท่อ Liquid หรือท่อที่มีการกัดกร่อนช่วงบนท่อและท่อที่มีการทำความสะอาดด้วย Cleaning pig</li> <li><input type="checkbox"/> พิจารณาหัวข้อการตรวจสอบข้อที่ 3</li> </ul> </li> </ul>	



5. การประเมินความสมบูรณ์แข็งแรงท่อน้ำทิ้งก๊าซ ฯ		
ปีที่ทำการประเมิน	พ.ศ. 2561	
วิธีการตรวจสอบ	สรุปผลการประเมินความสมบูรณ์ แข็งแรง	รายละเอียดเพิ่มเติม
ไฟฟ้า (มหาชน) พบอัตราการกัดกร่อนภายนอก อยู่ในระดับต่ำ ดังนั้น ไม่พบเหตุปัจจัยที่ส่งผลให้ท่อรองรับแรงดันได้ น้อยกว่าที่ออกแบบไว้ หรือมีความเสี่ยงต่อการแตกรั่ว เกินกว่าระดับที่ยอมรับได้	<input type="checkbox"/> การประเมินความเสียหายของท่อจากการกัดกร่อนภายนอก (External Corrosion Direct Assessment, ECDA) <input type="checkbox"/> สามารถทำการประเมินได้ <input type="checkbox"/> ไม่สามารถทำการประเมินได้ เนื่องจากท่อที่ Coating ทำให้เกิด Electrical shielding , มีหินปกคลุมบนผิวท่อ, มีคอนกรีตเสริมแรงปกคลุมท่อ หรือเป็นพื้นที่ที่เข้าถึงไม่ได้ <input type="checkbox"/> พิจารณาหัวข้อการตรวจสอบข้อที่ 3	

6. การตรวจสอบสภาพท่อส่งก๊าซธรรมชาติด้วยวิธีตรวจสอบความหนาท่อ (Wall thickness monitoring)										
สถานี	ปีที่ตรวจสอบ	จุดที่	ตำแหน่งที่ตรวจวัด	Ø ท่อที่ตรวจวัด (นิ้ว)	ความหนาท่อ (มิลลิเมตร)			% Remaining Wall thickness	อัตราการกัดกร่อน : Corrosion Rate (มิลลิเมตร/ปี)	ผลการประเมิน
					ตามแบบ (T <sub>nom</sub> )	ผลเฉลี่ย (T <sub>avg</sub> )	ผลต่ำสุด (T <sub>min</sub> )			
BPU1, 2	2562	1	ท่อ Elbow	16.00	24.80	24.96	24.29	97.94%	0.000	Accept
BPU1, 2	2562	2	ท่อ Elbow	8.75	12.70	13.06	12.77	100%	0.000	Accept
BPU1, 2	2562	3	ท่อ Elbow	8.75	12.70	13.63	13.24	100%	0.000	Accept
BPU1, 2	2562	4	ท่อ Elbow	8.75	12.70	15.72	15.43	100%	0.001	Accept
BPU1, 2	2562	5	ท่อ Elbow	8.75	12.70	14.82	13.96	100%	0.083	Accept
BPU1, 2	2562	6	ท่อ Elbow	8.75	8.13	8.41	7.92	97.42%	0.000	Accept
BPU1, 2	2562	7	ท่อ Elbow	8.75	8.13	8.76	8.64	100%	0.000	Accept

หมายเหตุ

- 1. เกณฑ์การพิจารณาการสูญเสียเนื้อเหล็กที่มีนัยสำคัญ คือ
  - 1.1. ความหนาท่อคงเหลือ (T<sub>min</sub>) เมื่อเปรียบเทียบกับ ความหนาท่อตามแบบ (T<sub>nom</sub>) มีค่าน้อยกว่าร้อยละ 80
  - 1.2. อัตราการกัดกร่อน มีค่ามากกว่า 0.50 มิลลิเมตรต่อปี
- 2. ตำแหน่งตรวจวัดกำหนดตามจุดเสี่ยงอ้างอิงมาตรฐาน API570 โดยจะอยู่บริเวณข้อต่อต่าง ๆ (Elbow, Tee Joint) ภายในสถานี ซึ่งความหนาท่อบริเวณดังกล่าว จะมี ความหนาท่อมากกว่าความหนาท่อตรง หรือความหนาท่อตามแบบ
- 3. ในบางสถานีอาจไม่มีการตรวจวัดเนื่องจากมีความเสี่ยงต่ำอ้างอิงมาตรฐาน API570

เอกสารฉบับนี้เป็นความลับ ใช้เพื่อนำส่งกรมธุรกิจพลังงานเพื่อต่อไปอนุญาต ฯ เท่านั้น

4. กรณีไม่ทราบความหนาแน่นตามแบบ จะใช้ผลการตรวจวัดค่าความหนาแน่นที่ครั้งแรก (Baseline Thickness) เป็นค่าอ้างอิง
5. ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่ออาจไม่ตรงตามข้อมูลแนบท้ายใบอนุญาต เนื่องจากตรวจสอบอยู่ภายในสถานที่ที่มีการเปลี่ยนแปลงขนาดท่อตามกระบวนการที่ออกแบบไว้
6. \* ค่าอัตราการกัดกร่อนมีค่าเป็น 0.000 เนื่องจากจากการเปลี่ยนจุดในการตรวจสอบใหม่ และต้องทำการ Monitor ในรอบถัดไป

**ภาคผนวก ก. มาตรฐานการตรวจสอบและบำรุงรักษา ตามมาตรฐานสากล**

**การตรวจสอบบำรุงรักษาท่อส่งก๊าซ ฯ**

**1. การลาดตระเวนตรวจแนววางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ**

ความถี่ (ASME B31.8)	ความถี่ (PTT)	สิ่งที่บำรุงรักษา / ตรวจสอบ
Class 1&2 1 ครั้งต่อปี Class 3 2 ครั้งต่อปี Class 4 4 ครั้งต่อปี	Class 1&2 : 2 ครั้ง/เดือน Class 3&4 : 2 ครั้ง/สัปดาห์	<ul style="list-style-type: none"> <li>— ลักษณะสภาพพื้นที่โดยทั่วไป</li> <li>— สัญญาณสิ่งบ่งชี้การรั่วไหลของก๊าซ ฯ</li> <li>— กิจกรรมงานก่อสร้างตามแนวท่อส่งก๊าซ ฯ</li> <li>— ภัยอันตรายจากธรรมชาติ</li> <li>— ปัจจัยอื่นที่อาจส่งผลกระทบต่อความปลอดภัย และการใช้งานท่อส่งก๊าซ ฯ</li> <li>— ตรวจสอบว่าป้ายเตือนสามารถอ่านได้ชัดเจน และมองเห็นได้ ไม่ถูกบดบัง</li> </ul>

**หมายเหตุ** การลาดตระเวนตรวจแนววางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลด้วย ROV กำหนดความถี่การดำเนินการทุก 5 ปี

**2. การตรวจสอบการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติ**

ความถี่ (ASME B31.8)	ความถี่ (PTT)	สิ่งที่บำรุงรักษา / ตรวจสอบ
ไม่ระบุ ขึ้นอยู่กับ Pipeline Operator พิจารณาตามความเสี่ยง	ทุกเส้นท่อ 4 ครั้ง/ปี (Ground Survey)	ตรวจสอบการรั่วไหลของก๊าซ ธรรมชาติด้วยตา

**3. การตรวจสอบสภาพความผุกร่อนบนผิวท่อเหนือดิน**

ความถี่ (API570)	ความถี่ (PTT)	สิ่งที่บำรุงรักษา / ตรวจสอบ
ทุก 5 ปี	ทุก 1 ปี	<ul style="list-style-type: none"> <li>— สภาพ Coating ท่อส่งก๊าซธรรมชาติเหนือดิน</li> <li>— บริเวณจุดเสี่ยงต่อการเกิดการกัดกร่อน เช่น การกัดกร่อนบริเวณ Soil to air และการกัดกร่อนบริเวณฐาน Support เป็นต้น</li> <li>— สภาพความเสียหายของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ</li> </ul>



#### 4. การตรวจสอบสภาพท่อ

วิธีการ	ความถี่ (ASME B31.8S, API570)	ความถี่ (PTT)	สิ่งที่บำรุงรักษา / ตรวจสอบ
In-line Inspection	กำหนดความถี่สูงสุดตามสัดส่วนความดันใช้งานสูงสุดเทียบกับ SMYS	ทุก 5 ปี	ประเมินความแข็งแรงของท่อที่มีการใช้งานอยู่
DCVG	ไม่ระบุ ขึ้นอยู่กับ Pipeline Operator พิจารณาตามความเสี่ยง	ทุก 5 ปี	ตรวจหาความผิดปกติของวัสดุเคลือบท่อ (Coating)
CIPS		ทุก 5 ปี	ตรวจวัดค่า Potential ท่อส่งก๊าซ ฯ และประเมินความพอเพียงของการป้องกันความผุกร่อน
Above ground Piping Wall thickness monitoring	10 ปีต่อครั้ง (API570)	ทุก 5 ปี	ตรวจสอบความเสี่ยงที่อาจเกิดการสูญเสียเนื้อเหล็กภายใน เช่น การกัดกร่อนภายใน เป็นต้น

หมายเหตุ ตารางแสดงการพิจารณาดำเนินการแก้ไขจนวนหุ้มท่อชำรุด (Coating defect)

ระบบ CP	%IR	ขนาดฉนวนหุ้มท่อชำรุด	สิ่งที่ต้องดำเนินการต่อ
ระดับการปกป้องตามเกณฑ์	0 – 15 %	ขนาดเล็ก	ไม่จำเป็นต้องซ่อมแซม และ ติดตามผลการตรวจสอบครั้งถัดไป
	16 – 35%	ขนาดกลาง	วางแผนซ่อมแซม หรือ ติดตามผลการตรวจสอบครั้งถัดไป
	36% - 60%	ขนาดใหญ่	วางแผนซ่อมแซมภายใน 2 – 3 ปี
	61% - 100%	ขนาดใหญ่มาก	ซ่อมแซมภายใน 1 ปี
ระดับการปกป้องต่ำกว่าเกณฑ์	0 – 15 %	ขนาดเล็ก	วางแผนซ่อมแซม หรือ ติดตามผลการตรวจสอบครั้งถัดไป
	16 – 35%	ขนาดกลาง	วางแผนซ่อมแซมภายใน 1 – 2 ปี
	36%-100%	ขนาดใหญ่มาก	ซ่อมแซมภายใน 1 ปี

5. การตรวจสอบการทำงานของระบบป้องกันการผุกร่อน (Cathodic Protection)

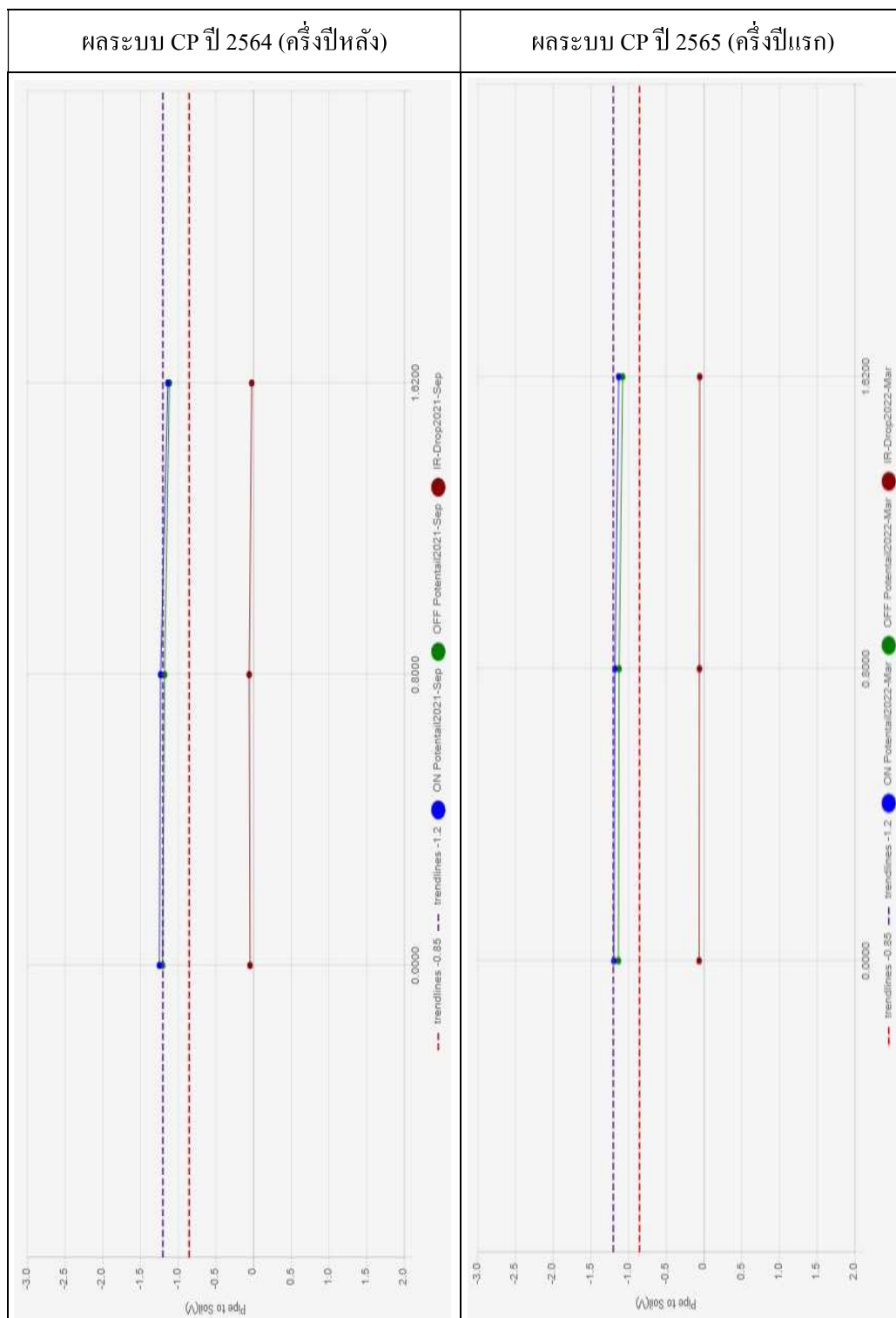
วิธีการ	ความถี่ (NACE SP 0169)	ความถี่ (PTT)	สิ่งที่บำรุงรักษา / ตรวจสอบ
Pipe to Soil Potential	1 ครั้งต่อปี	วัดค่า potential ของท่อทุก 2 ครั้ง/ปี	ตรวจวัดค่า Potential ท่อและประเมินความพอเพียงของการป้องกันความผุกร่อน
Rectifier and Bond box	6 ครั้งต่อปี	12 ครั้งต่อปี	ตรวจหาความผิดปกติของระบบจ่ายกระแสไฟฟ้า CP
Insulation Joint / Flange and Casing	1 ครั้งต่อปี	1 ครั้งต่อปี	ตรวจวัด และเปรียบเทียบค่าความต่างศักย์ไฟฟ้าระหว่างท่อนดิน และท่อใต้ดิน
DC Decouple	1 ครั้งต่อปี	1 ครั้งต่อปี	ตรวจวัดความต่างศักย์ และกระแสไฟฟ้าระหว่างไฟฟ้ากระแสตรง และกระแสสลับเพื่อดูระดับการปกป้องไฟฟ้ากระแสสลับแรงดันสูง

## ภาคผนวก ข. ผลการทดสอบและตรวจสอบสำหรับท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

### ผลการตรวจสอบความพอเพียงของระบบ CP

RC410301 บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 1), บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 2)

(ตรวจวัดโดย วิศวกร ส่วนปฏิบัติงานระบบท่อเขต 5)

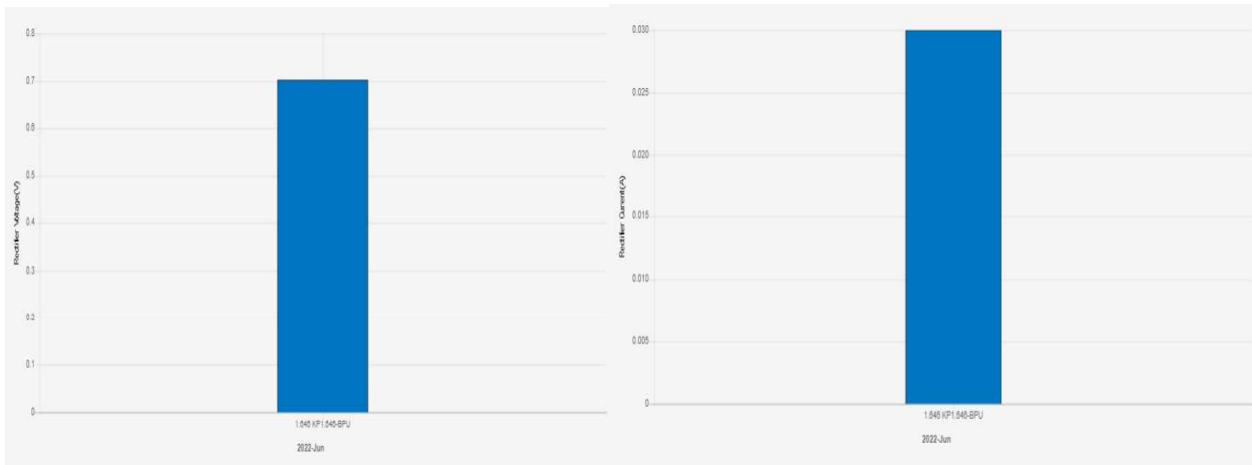


## ผลการวัดประสิทธิภาพ CP (Transformer Rectifier)

RC410301 บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 1), บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 2)

ผลตรวจสอบประจำเดือนมิถุนายน 2565

KP1.646



ผลตรวจสอบประจำเดือนพฤษภาคม 2565

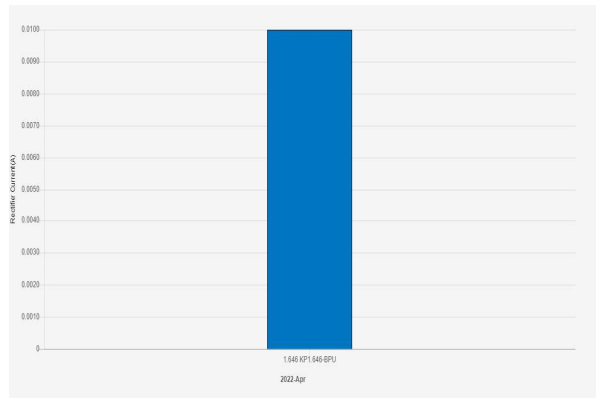
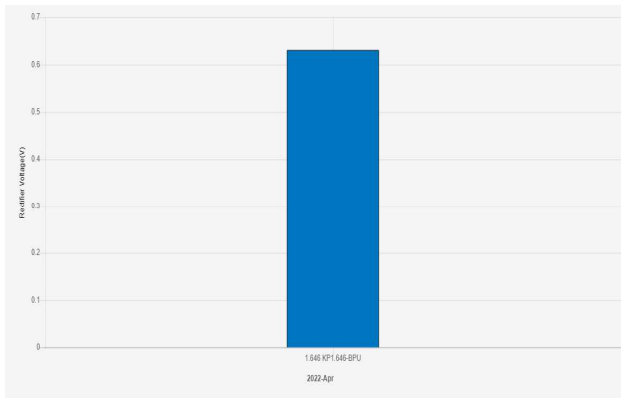
KP1.646





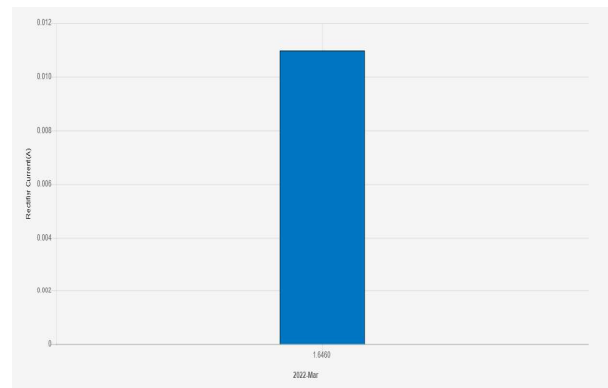
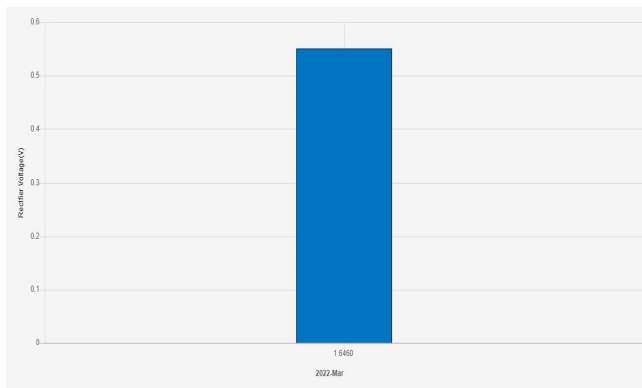
## ผลตรวจสอบประจำเดือนเมษายน 2565

KP1.646



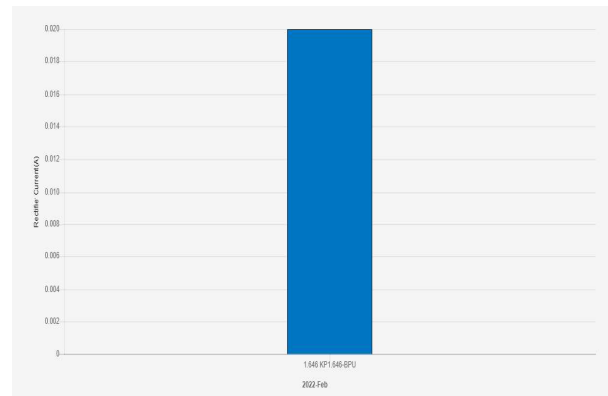
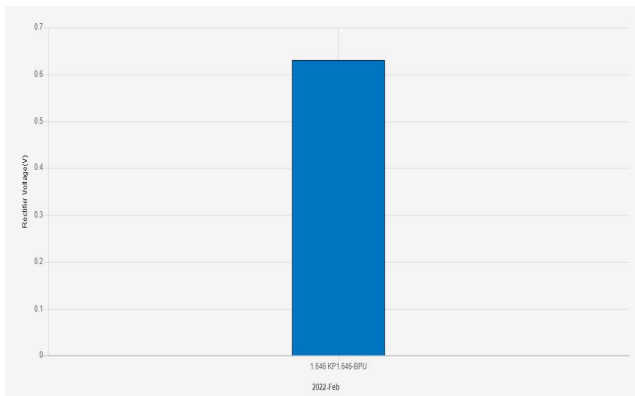
## ผลตรวจสอบประจำเดือนมีนาคม 2565

KP 1.646



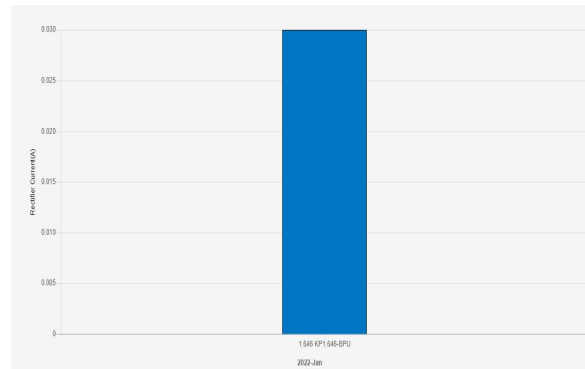
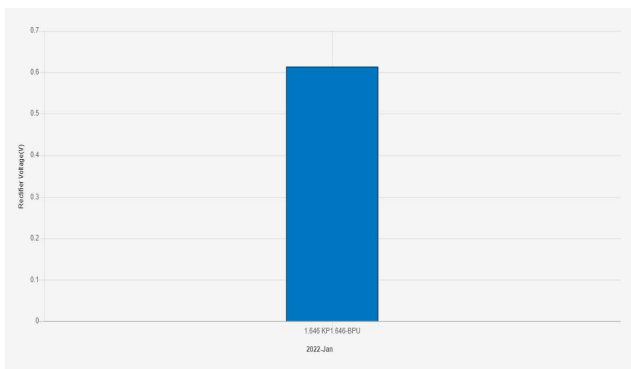
## ผลตรวจสอบประจำเดือนกุมภาพันธ์ 2565

KP1.646



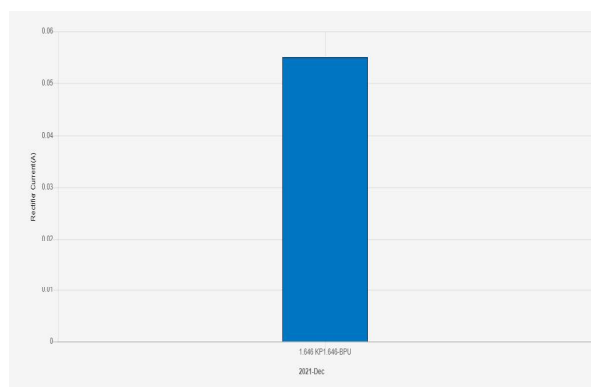
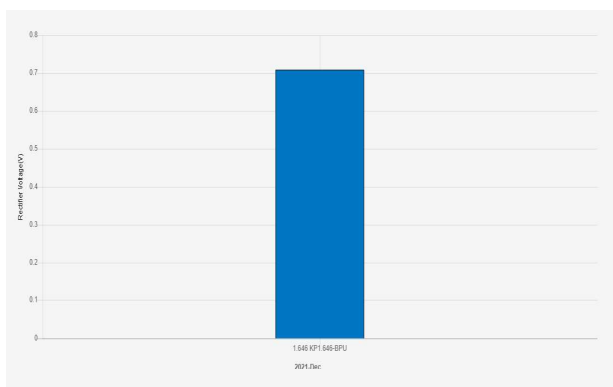
### ผลตรวจสอบประจำเดือนมกราคม 2565

KP1.646



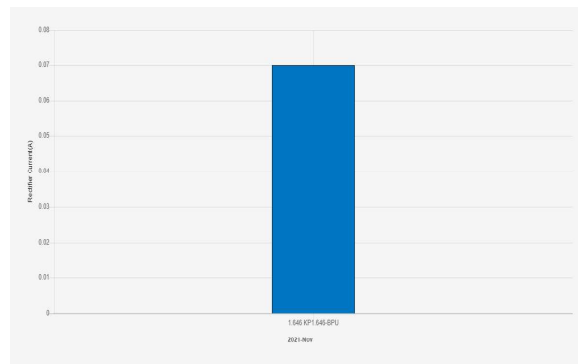
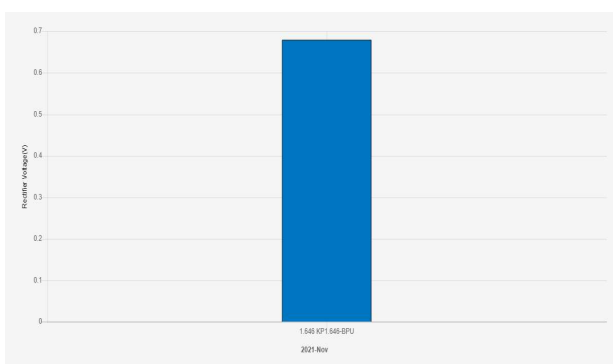
### ผลตรวจสอบประจำเดือนธันวาคม 2564

KP1.646



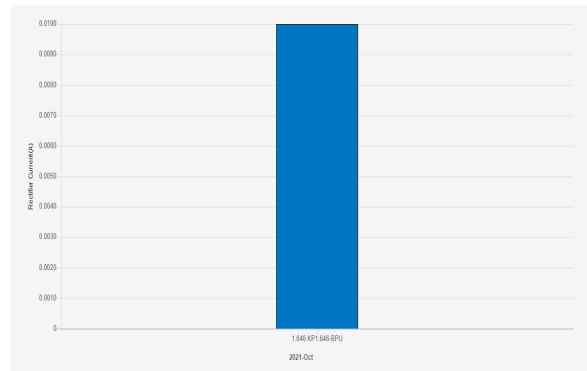
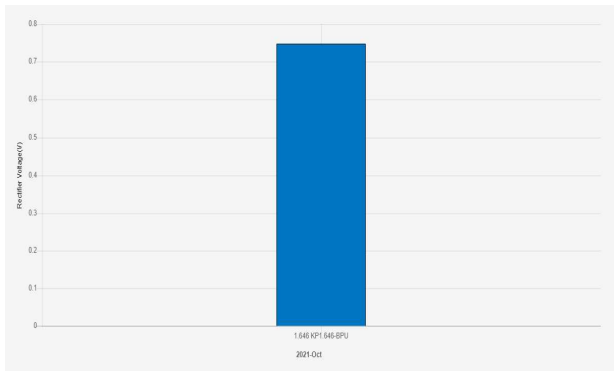
### ผลตรวจสอบประจำเดือนพฤศจิกายน 2564

KP1.646



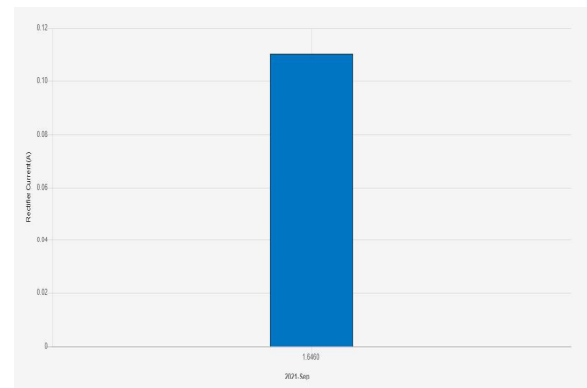
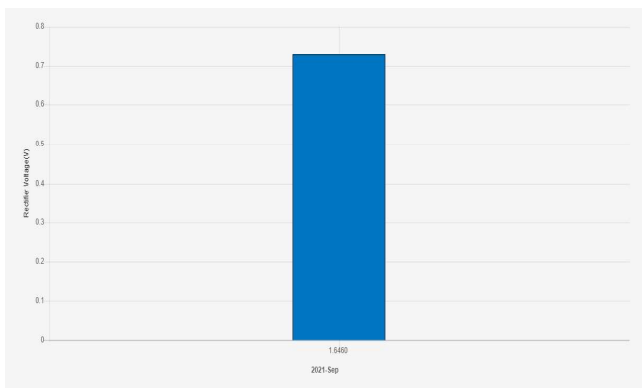
### ผลตรวจสอบประจำเดือนตุลาคม 2564

KP1.646



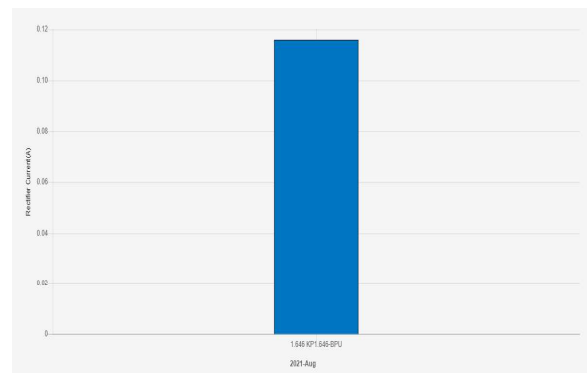
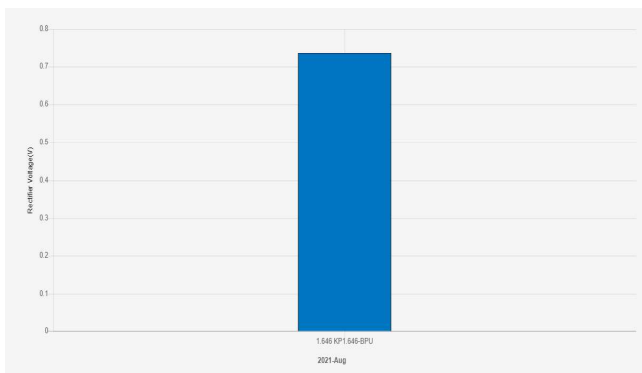
### ผลตรวจสอบประจำเดือนกันยายน 2564

KP1.646



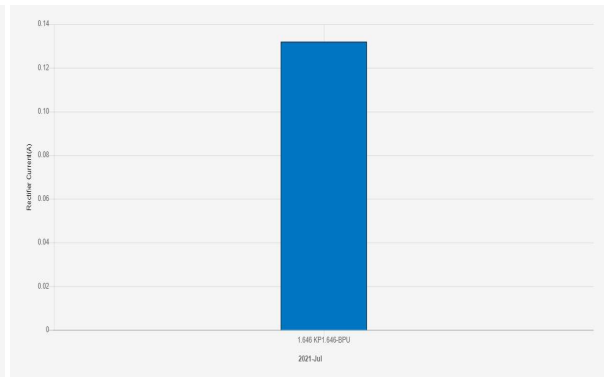
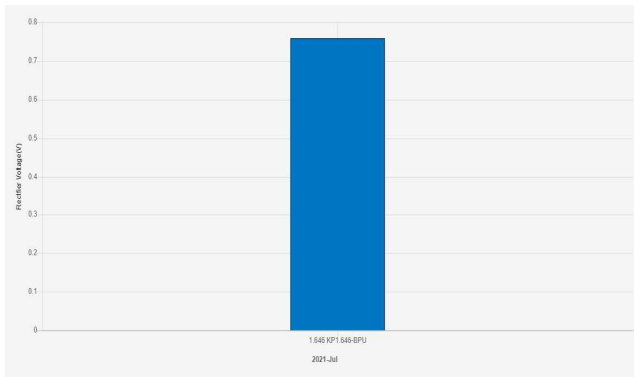
### ผลตรวจสอบประจำเดือนสิงหาคม 2564

KP1.646



## ผลตรวจสอบประจำเดือนกรกฎาคม 2564

KP1.646



## ผลการตรวจวัดจุดเชื่อมต่อระบบ CP (Bond box)

ไม่มีอุปกรณ์ Bond box



**ผลการวัดประสิทธิภาพการตัดแยกระบบ CP ณ Isolation Joint**

RC410301 บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 1), บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 2)

[illegible]



[illegible]

หน้าที่ 23 จาก 32



DC Decoupler, Isolating Flange or Isolating Joint Inspection Form									
(แบบฟอร์มบันทึกการตรวจสอบระบบ DC Decoupler, Isolating Flange, Isolating Joint)									
Inspected by (ผู้ตรวจสอบ) Digitally Signed (JARUWAT N.) 07/03/2022			Checked by (ผู้ตรวจสอบ) Digitally Signed (PHURASE L.) 18/03/2022			Approved by (ผู้รับทราบ) Digitally Signed (NARET P.) 05/04/2022			
Division (หน่วยงาน)	License no. (เลขที่ใบอนุญาต)	License name (ชื่อบริษัท/บุคคล)		Route Code	Route Name	KP	Size (mm) (ขนาด)		
Region5	002310150	โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังโครงการท้าวหมื่นสีไฉน		RC408301		1.6475			
1.1 Isolating Flange or Joint Measuring Record (Pipe-electrolyte Potential Method)									
Item	Location	Isolation Type		DC Volt (V) Station Side	DC Volt (V) Pipe Side	V <sub>s</sub> -V <sub>p</sub> (mV)	Condition (Yes / No)		
		Joint	Flange				Insulator	Gas Leak	Painting
	Outlet 12" Run CD @ BPU ON	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	-0.4400	-0.4300	-0.0020	Yes	No	Yes
	Outlet 12" Run CD @ BPU OFF	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	-0.4400	-0.4300	-0.0020			
** If V <sub>s</sub> -V <sub>p</sub> potential is lower than 100 mV, The insulating condition might be short.									
1.2 Isolating Flange or Joint Measuring Record (Insulation Tester Method)									
Item	Location	Isolation type		Insulation Resistance (MΩm)	By-pass	Condition (Yes/No)			
		Joint	Flange			Insulator	Gas Leak	Painting	
	Outlet 12" Run CD @ BPU	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			No	No	No	
1.3 Isolating Flange or Joint Measuring Record (Current Method)									
Item	Location	Isolation type		Pipe Locator Mode (Inductive / Conductive)	Pipe Locator Frequency (Hz)	Condition (Yes/No)			
		Joint	Flange			Insulator	Gas Leak	Painting	
	Outlet 12" Run CD @ BPU	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			No	No	No	
1.4 DC Decoupler Inspection Record									
Item	Location	Type	Measurement					Condition	
			AC Voltage Drop (V)	AC Leakage Current (A)	DC Voltage Drop (V)	DC Leakage Current (A)	Apparent Resistance		
			0.0158	1.3300	0.0010	0.0000	0.0000	Pass	
1.5 DC Decoupler Visual Inspection Record (Polarization cell)									
Item	Location	Solution Purity	Tightening	Greasing	Barrel At Case	RSH (Low level)	Correction	Remark	
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			

**ผลการวัดการป้องกันกระแสสลับแรงดันสูงบริเวณหน้าแปลน หรือ AC Surge protection**

RC410301 บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 1), บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 2)

[illegible]

DC Decoupler, Isolating Flange or Isolating Joint Inspection Form									
(แบบฟอร์มบันทึกการตรวจสอบระบบ DC Decoupler, Isolating Flange, Isolating Joint)									
Inspected by (ตรวจสอบโดย) <b>Digitally Signed</b> ( JARUWAT N. ) 07/03/2022			Checked by (ตรวจสอบโดย) <b>Digitally Signed</b> ( PHUBASE L. ) 18/03/2022			Approved by (ตรวจสอบโดย) <b>Digitally Signed</b> ( NARET P. ) 05/04/2022			
Division (หน่วยงาน)	License no. (เลขใบอนุญาต)	License name (ชื่อใบอนุญาต)		Route Code:	Route Name:	KP	Site (inchi) (พิกัด)		
Region5	002310130	โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าในโครงการพัฒนาระบบ		RC40001		1.6457			
1.1 Isolating Flange or Joint Measuring Record (Pipe-electrolyte Potential Method)									
Item	Location	Isolation Type		DC Volt (V) Station Side	DC Volt (V) Pipe Side	V <sub>s</sub> -V <sub>p</sub> (mV)	Condition (Yes / No)		
		Joint	Flange				Insulator	Gas Leak	Painting
	Outlet Run AB @ BPU (Bypass 2") ON	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	-0.4420	-0.4390	-0.0030	Yes	No	Yes
	Outlet Run AB @ BPU (Bypass 2") OFF	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	-0.4420	-0.4390	-0.0030			
** If V <sub>s</sub> -V <sub>p</sub> potential is lower than 100 mV, The insulating condition might be short.									
1.2 Isolating Flange or Joint Measuring Record (Insulation Tester Method)									
Item	Location	Isolation type		Insulation Resistant (MOhm)	Bypass	Condition (Yes/No)			
		Joint	Flange			Insulator	Gas Leak	Painting	
	Outlet Run AB @ BPU (Bypass 2")	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			No	No	No	
1.3 Isolating Flange or Joint Measuring Record (Current Method)									
Item	Location	Isolation type		Pipe Locator Mode (Inductive / Conductive)	Pipe Locator Frequency (Hz)	Condition (Yes/No)			
		Joint	Flange			Insulator	Gas Leak	Painting	
	Outlet Run AB @ BPU (Bypass 2")	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			No	No	No	
1.4 DC Decoupler Inspection Record									
Item	Location	Type	Measurement					Condition	
			AC Voltage Drop (V)	AC Leakage Current (A)	DC Voltage Drop (V)	DC Leakage Current (A)	Apparent Resistance		
			0.0130	1.9500	0.0010	0.0000	0.0000	Pass	
1.5 DC Decoupler Visual Inspection Record (Polarization cell)									
Item	Location	Solution Purity	Tightening	Coating	Blast Air Case	KOH (Low level)	Correction	Remark	
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			

[illegible]



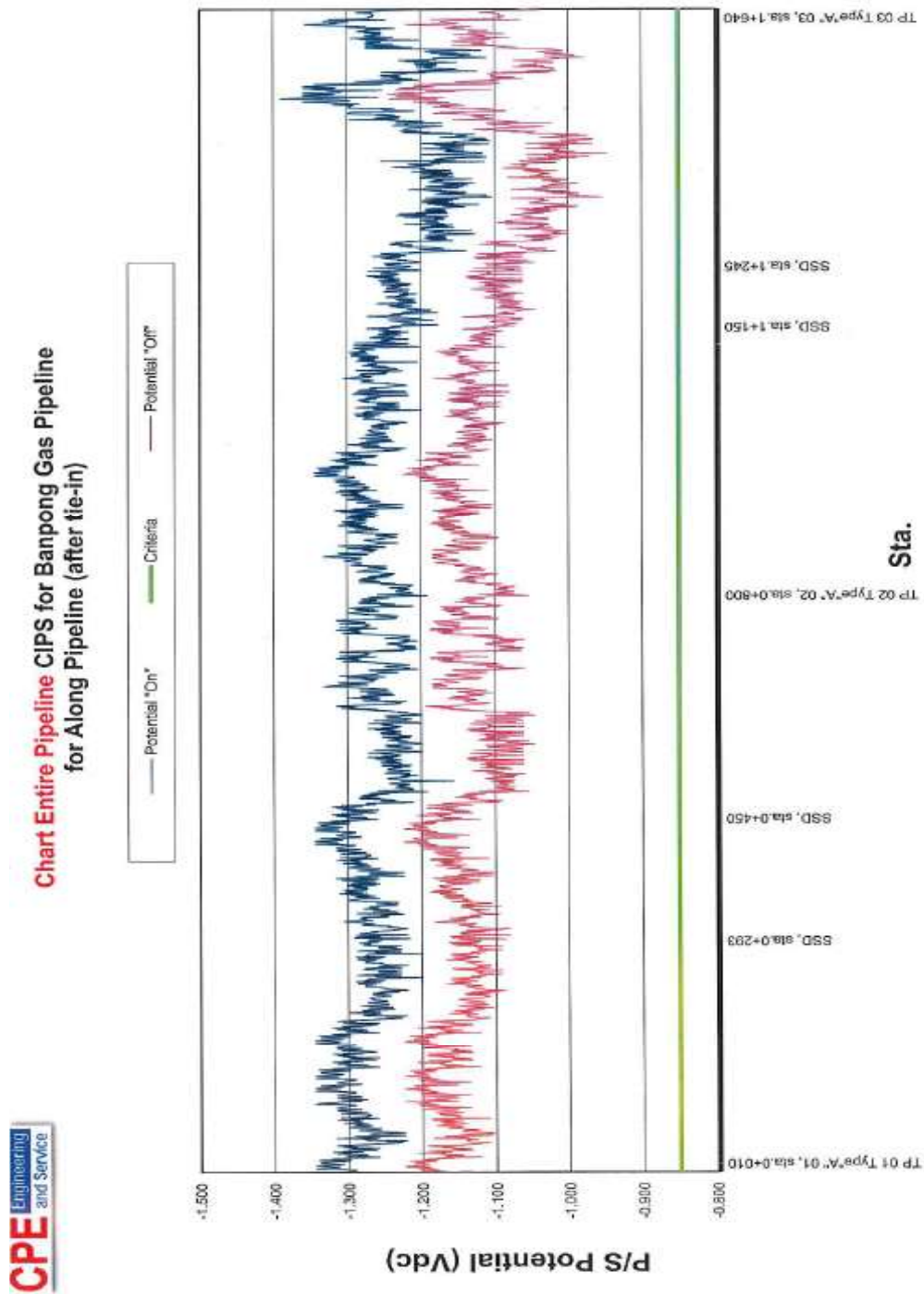
หน้าที่ 28 จาก 32

[illegible]

## ผลการตรวจสภาพท่อส่งก๊าซธรรมชาติด้วย CIPS and DCVG Survey

RC410301 บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 1), บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 2)

(ตรวจวัดโดย CPE Engineering and Service ปี 2560)





## ผลการตรวจสอบ Coating Defect ด้วยวิธี DCVG - Presurvey

CPE Engineering and Service

โครงการ : Bangkok Natural Gas Pipeline ตรวจสอบโดย : CPE Engineering and Service Co., Ltd.  
and Metering Facilities System

Instrument :

☒ ก่อน Tie-in ☐ หลัง Tie-in

1. DCVG Meter DCVG Survey Meter 2. Current Interrupter DCVG Interrupter Unit 3. GPS GARMIN, GPS map 60 CS

4. Pipe Locator - 5. Digital Multi Meter (Impedance : >10 Mohm) Fluke 189

6. Cu/CuSO<sub>4</sub> reference cell จำนวน 1 ตัว 7. DC Clamp Ammeter - 8. AC Clamp Ammeter -

Route Code : -

Route Name : -

วันที่ตรวจสอบ : 23 September 2016

Section : along pipeline

From : Sta.0+000 To : Sta.1+640 (GPS Datum : WGS84)



☒ After surveying, we have found " **No Defect point** "  
☐ After surveying, we have found " **Defect point(s)** "

	Test by	Witness by	Accept by
	CPE	SRIV	PTT/Unity
Name			
Title			
Signature			
Date			

ภาคผนวก ค. แผนงานการดำเนินการตรวจสอบสภาพท่อส่งก๊าซธรรมชาติระยะยาว

Item	Route	Pipeline Section		Status	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571
	Code	Ø	Start - End								
โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังโครงการหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า (บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด) (ใบอนุญาตเลขที่ กท2310130)											
1	RC410301	16"	บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 1), บริษัท บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ จำกัด (โครงการ 2)	Planned	DC		W				

คำอธิบายสัญลักษณ์

- |                                  |                                  |
|----------------------------------|----------------------------------|
| 1. D = DCVG/ACVG                 | 4. M = MFL PIG                   |
| 2. C = Close Interval P/S Survey | 5. W = Wall thickness inspection |
| 3. G = Geo PIG                   |                                  |