



บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ระยะดำเนินการ)

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่รับผิดชอบของส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 6  
ปี 2567 (ระหว่างเดือนกรกฎาคม - ธันวาคม)

## ภาคผนวก ญ-3

เอกสาร P-ผทต.-0403

เรื่อง ขั้นตอนการซ่อมท่อส่งก๊าซฯ กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

|  |   |  |  |     |                                       |
|--|---|--|--|-----|---------------------------------------|
| <br>บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) |   | ขั้นตอนการดำเนินงาน<br><br>(Procedure) |  |     |                                       |
| ข้อมูลเอกสารฉบับล่าสุด (Latest Revision Document Information)  |   |  |  |     |                                       |
| รหัสเอกสาร<br>(Doc. Code)  | P-พทต.-0403   |  | หน่วยธุรกิจ<br>(BU)                      | TSO | หน่วยงาน<br>(Dep. / Div.)<br><br>พทต. |
| ชื่อเอกสาร<br>(Doc. Title)   | ขั้นตอนการซ่อมท่อส่งก๊าซฯ กรณีเกิดฉุกเฉิน   |  |  |     | สถานะ<br>(Status)<br><br>ประกาศใช้    |
| ประกาศใช้ครั้งที่<br>(Revision)  | 5   | วันที่ประกาศใช้<br>(Declaration Date)  | 11/9/2566                                |     | จำนวนหน้า<br>(Pages)<br><br>26        |
| ระดับการประกาศใช้เอกสาร<br>(Release Level)   | PTT   |  | ระดับการบังคับใช้เอกสาร<br>(Apply Level) |     |                                       |
| เอกสารใช้ในสถานการณ์<br>(Situation Usage)  | การบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤติ (Emergency and Crisis Management)<br>การบริการความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Management) |  |  |     |                                       |

#### กระบวนการหลัก (Core Process)

| ลำดับ | กระบวนการย่อย<br>(Sub Process) | รายละเอียดกระบวนการย่อย<br>(Sub Process Description) |
|-------|--------------------------------|--|
|       |                                |  |

#### ระบบการจัดการ ปตท. (PIMS)

| ลำดับ | ประเภทข้อกำหนด<br>(Requirement Type) | ข้อกำหนด<br>(Requirement) | ชื่อข้อกำหนด<br>(Requirement Name)   |
|-------|--------------------------------------|---------------------------|--|
| 1     | Main                                 | M.4.4                     | การจัดการเหตุฉุกเฉิน ภาวะวิกฤต และความต่อเนื่องทางธุรกิจ   |
| 2     | Related                              | B.4.5.5                   | การจัดทำก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมภายใต้กระบวนการบริหารความต่อเนื่อง ในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินและวิกฤติด้านอุปทาน |
| 3     | Related                              | M.4.4.1                   | การเตรียมความพร้อมและตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน   |

#### ระบบ/มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง (Related System/Standard)

P-พทต.-0403 ประกาศใช้ครั้งที่ 5


เอกสารนี้เป็นเอกสารควบคุมเมื่อเปิดอ่านบนระบบควบคุมเอกสารเท่านั้น

| ลำดับ | ระบบ/มาตรฐาน<br>(System/Standard) | ข้อกำหนด<br>(Requirement)  |
|-------|-----------------------------------|--|
| 1     | ISO 45001 : 2018                  | 8.6 การเตรียมความพร้อม และตอบสนองเหตุฉุกเฉิน (Emergency preparedness and response) |

### เอกสารที่เกี่ยวข้อง

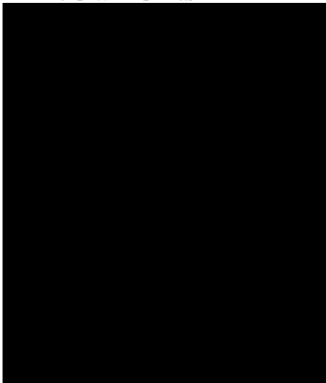
| ลำดับ | ประเภทเอกสาร     | รหัสเอกสาร        | ชื่อเอกสาร  |
|-------|------------------|-------------------|---|
| 1     | S-เอกสารสนับสนุน | S-วท.วรด.-04-0002 | ข้อมูลสนับสนุนการดำเนินการตามแผนจัดการเหตุฉุกเฉินวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องธุรกิจ หน่วยงาน วท. |

### ส่วนที่ 1 ลำดับการดำเนินการเกี่ยวกับเอกสาร (Document Flow)

| ลำดับ | การดำเนินการ       | โดย  | ตำแหน่ง  | หน่วยงาน | วันที่ดำเนินการ |
|-------|--------------------|--|--|----------|-----------------|
| 1     | ผู้จัดทำเอกสาร     |  | รองผู้จัดการส่วน<br>วิศวกรรมระบบท่อส่ง<br>ก๊าซ                   | วท.วรด.  | 29/08/2566      |
| 2     | ผู้ทบทวนเอกสาร     |  | ผู้จัดการส่วนวิศวกรรม<br>ระบบท่อส่งก๊าซ                          | วท.วรด.  | 30/08/2566      |
| 3     | ผู้ทบทวนเอกสาร     |  | ผู้จัดการฝ่ายวิศวกรรม<br>และบำรุงรักษาระบบท่อ<br>ส่งก๊าซธรรมชาติ | วรด.     | 11/09/2566      |
| 4     | ผู้อนุมัติเอกสาร   |  | ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการ<br>ใหญ่ระบบท่อส่งก๊าซ<br>ธรรมชาติ        | พทด.     | 11/09/2566      |
| 5     | ผู้ประกาศใช้เอกสาร |  |  | ปว.บสด.  | 11/09/2566      |

### ส่วนที่ 2 บันทึกการเปลี่ยนแปลงแก้ไขเอกสาร (Document Edition Record)

| ลำดับ<br>(No.) | หน้าที่<br>(Page) | รายละเอียดการแก้ไขโดยย่อ<br>(Edition Detail)                                 | แก้ไขโดย<br>(Editor) |
|----------------|-------------------|--|----------------------|
| 1              |                   | แก้ไขเอกสาร : ปรับปรุงเอกสารให้เป็นปัจจุบัน<br>เพิ่มเติมรายละเอียดการซ่อมท่อ |                      |

| ลำดับ<br>(No.) | หน้าที่<br>(Page) | รายละเอียดการแก้ไขโดยย่อ<br>(Edition Detail)  | แก้ไขโดย<br>(Editor)  |
|----------------|-------------------|---|---|
| 2              |                   | เหตุผลในการดำเนินการ : เพิ่มเติมการประเมินทรัพยากรสำหรับการซ่อมท่อลูกเงิน / เปลี่ยนแปลงสัญญาซ่อมท่อเป็น บริษัทที่ทำ MOU ร่วมเพื่อซ่อมท่อลูกเงิน |  |
| 3              |                   | เหตุผลในการดำเนินการ : ปรับตัวย่อตามการโครงสร้างที่ปรับเปลี่ยน  |   |
| 4              |                   | เหตุผลในการดำเนินการ : แก้ไขชื่อย่อ หน่วยงานต่างๆ ให้ถูกต้อง  |   |
| 5              |                   | เหตุผลในการดำเนินการ : ทบทวนรายละเอียดให้เป็นปัจจุบัน   |   |
| 6              |                   | เหตุผลในการดำเนินการ : ปรับข้อความให้เป็นปัจจุบัน และ link กับ Support document ที่เกี่ยวข้อง   |   |

### ส่วนที่ 3 หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (Related Division)

| ลำดับ<br>(No.) | หน่วยงาน<br>(Division)   | ชื่อย่อหน่วยงาน<br>(Abbreviation) |
|----------------|--|-----------------------------------|
| 1              | ฝ่ายบริหารสินทรัพย์และการลงทุน   | สทต.                              |
| 2              | ฝ่ายแผนและกลยุทธ์การตลาด   | กตต.                              |
| 3              | ฝ่ายบริหารและสนับสนุนสายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ                        | บสต.                              |
| 4              | ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติภาค 1                                | ปทต.1                             |
| 5              | หน่วยบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์   | ปท.1-1                            |
| 6              | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม                   | ปท.1-2                            |
| 7              | หน่วยบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์   | ปท.3-1                            |
| 8              | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม                   | ปท.3-2                            |
| 9              | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 3   | ผ.ปท.3-3                          |
| 10             | แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์  | ผ.ปท.10-1                         |
| 11             | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องมือวัดและสถานีเพิ่มความดันก๊าซ | ปท.10-2                           |
| 12             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 10  | ผ.ปท.10-3                         |
| 13             | แผนกบำรุงรักษาท่อ และอุปกรณ์ควบคุม สถานีชายฝั่ง                          | ผ.ปท.1                            |
| 14             | แผนกปฏิบัติการสถานีชายฝั่ง   | ผ.ปท.2                            |
| 15             | ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติภาค 2                                | ปทต.2                             |
| 16             | แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์  | ผ.ปท.5-1                          |
| 17             | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องมือวัดและสถานีเพิ่มความดัน     | ปท.5-2                            |

| ลำดับ<br>(No.) | หน่วยงาน<br>(Division)   | ชื่อย่อหน่วยงาน<br>(Abbreviation) |
|----------------|--|-----------------------------------|
|                | ก๊าซ   |                                   |
| 18             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 5   | ผ.ปท.5-3                          |
| 19             | แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์  | ผ.ปท.6-1                          |
| 20             | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม                       | ปท.6-2                            |
| 21             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 6   | ผ.ปท.6-3                          |
| 22             | แผนกปฏิบัติการและบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์ระบบวัดและความคุม                    | ผ.ปท.7-1                          |
| 23             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 7   | ผ.ปท.7-2                          |
| 24             | แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์  | ผ.ปท.8-1                          |
| 25             | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องมือวัดและสถานีเพิ่มความดัน<br>ก๊าซ | ปท.8-2                            |
| 26             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 8   | ผ.ปท.8-3                          |
| 27             | ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติภาค3                                     | ปกต.3                             |
| 28             | หน่วยบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์   | ปท.2-1                            |
| 29             | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม                       | ปท.2-2                            |
| 30             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 2   | ผ.ปท.2-3                          |
| 31             | แผนกปฏิบัติการและบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์ระบบวัดและความคุม                    | ผ.ปท.4-1                          |
| 32             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 4   | ผ.ปท.4-2                          |
| 33             | แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์  | ผ.ปท.9-1                          |
| 34             | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม                       | ปท.9-2                            |
| 35             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 9   | ผ.ปท.9-3                          |
| 36             | แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์  | ผ.ปท.11-1                         |
| 37             | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องมือวัดและสถานีเพิ่มความดัน<br>ก๊าซ | ปท.11-2                           |
| 38             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 11  | ผ.ปท.11-3                         |
| 39             | แผนกบำรุงรักษาท่อและอุปกรณ์  | ผ.ปท.12-1                         |
| 40             | หน่วยปฏิบัติการและบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและระบบควบคุม                       | ปท.12-2                           |
| 41             | แผนกบริหารศูนย์ปฏิบัติการเขต 12  | ผ.ปท.12-3                         |
| 42             | ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล                                   | ปลต.                              |
| 43             | ฝ่ายบริหารและความคุมการส่งก๊าซธรรมชาติ                                       | บลต.                              |
| 44             | หน่วยควบคุมระบบส่งก๊าซ กะ A  | บค.A บค.                          |
| 45             | หน่วยควบคุมระบบส่งก๊าซ กะ B  | บค.B บค.                          |
| 46             | หน่วยควบคุมระบบส่งก๊าซ กะ C  | บค.C บค.                          |

| ลำดับ<br>(No.) | หน่วยงาน<br>(Division)                          | ชื่อย่อหน่วยงาน<br>(Abbreviation) |
|----------------|---|-----------------------------------|
| 47             | หน่วยควบคุมระบบส่งก๊าซ กะ D                     | บค.D บค.                          |
| 48             | ฝ่ายวิศวกรรมและบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ | วรด.                              |

#### ส่วนที่ 4 ข้อมูลการฝึกอบรม (Training Information)

|                                     |   |          |  |
|-------------------------------------|---|----------|--|
| <input type="checkbox"/>            | ไม่ต้องฝึกอบรม  | เหตุผล   |  |
| <input checked="" type="checkbox"/> | ต้องฝึกอบรม<br>หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง<br>(ในส่วนที่ 3) | หน่วยงาน |  |

## ส่วนที่ 5 เนื้อหา (Detail)

### 5.1) วัตถุประสงค์ (Objective)

เพื่อใช้เป็นแนวทางการปฏิบัติงานซ่อมท่อส่งก๊าซในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน โดยเป็นการเตรียมอุปกรณ์ที่ช่วยให้การซ่อมท่อส่งก๊าซฯ และเตรียมรวมทั้งข้อมูลที่เป็นที่จำเป็นที่ใช้ในการซ่อมท่อส่งก๊าซ เพื่อให้ท่อส่งก๊าซฯ สามารถกลับมาใช้งานได้ในสภาพปกติอย่างรวดเร็วที่สุด

### 5.2) ขอบข่าย (Scope)

ขั้นตอนการดำเนินงานนี้จะดำเนินการภายหลัง ที่มีการตัดแยกระบบและทำการระบายก๊าซออกจากระบบท่อส่งก๊าซฯ ตามแผนรองรับเหตุฉุกเฉินระบบท่อส่งก๊าซฝั่งตะวันตกหรือตะวันออกเรียบร้อยแล้ว ทั้งบนบกและในทะเล โดยในการดำเนินการแต่ละขั้นตอนจะใช้เป็นแนวทาง หรือข้อเสนอแนะให้บริษัทซ่อมท่อฉุกเฉินที่จัดจ้างมาพิเศษ ดำเนินการในกรณีเป็นท่อบนบกหรือท่อในทะเล

### 5.3) เอกสารอ้างอิงที่อยู่ภายนอกระบบ เช่น กฎหมาย (Reference)

- ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution รวมถึงมาตรฐานอื่นๆที่เกี่ยวข้อง
- พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน
- กฎกระทรวงระบบขนส่งทางท่อ

### 5.4) คำจำกัดความ (Definition)

ไม่มี

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

ขั้นตอนการซ่อมแซมท่อส่งก๊าซฯ จะประกอบไปด้วย ขั้นตอนซ่อมท่อส่งก๊าซบนบก และขั้นตอนการซ่อมท่อส่งก๊าซในทะเล โดยมีรายละเอียด ดังนี้

### **6.1 กรณีเป็นท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บนบก ประกอบด้วย**

- 6.1.1 งาน Preliminary Survey
- 6.1.2 งานขุดดินเพื่อเปิดแนวท่อส่งก๊าซ
- 6.1.3 งาน Detail Survey จุดที่เกิดเหตุ
- 6.1.4 งานลอก Existing Coating
- 6.1.5 การซ่อมท่อ ได้แก่ การซ่อม Repair Clamp method หรือ Cut and Replacement method
- 6.1.6 งานซ่อม Field Joint Coating.

## 6.1.7 งาน Purging and Commissioning

### 6.1.1 งาน Preliminary Survey

| ผู้รับผิดชอบ  | ขั้นตอนการดำเนินงาน   |
|---|---|
| เขต/ วท. / รท. และหน่วยงานที่ได้รับมอบหมาย                        | <p>1. ทำการเข้าสำรวจพื้นที่เพื่อระบุชนิด, ขนาดความเสียหาย, วัดตำแหน่ง Global Positioning System (GPS) เพื่อระบุตำแหน่ง North(N), East(E), พิจารณาความลึกโดยประมาณของท่อ รวมทั้งพิจารณาว่าดินเป็นดินประเภทดินแข็ง หรือว่าเป็นดินอ่อน จำเป็นจะต้องใช้ Sheet Pile ในการขุดหรือไม่ เพื่อสรุปเบื้องต้น รวบรวมข้อมูลทั้งหมด แจ้งให้ศูนย์ EMC-TSO และหน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องภายในองค์กรทราบเพื่อเตรียมดำเนินการแก้ไขเบื้องต้น รวมทั้งบันทึกรายละเอียดการตรวจสอบ โดยข้อมูลสามารถใช้แนวทางตามภาคผนวกที่ 8.1 ทั้งนี้สามารถปรับเพิ่ม ลดข้อมูลได้ตามสถานการณ์</p>   |
| <p>เขต / มวลชนสัมพันธ์</p> <p>เขต / วท /หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> | <p>2. ประสานงาน ให้ลงพื้นที่อธิบายทำความเข้าใจกับมวลชน/ชุมชน ที่อยู่ใกล้จุดเกิดเหตุตามขั้นตอนที่เขต หรือ มวลชนสัมพันธ์กำหนด</p> <p>3. ประสานงาน ติดต่อกับ บริษัทซ่อมท่อฉุกเฉิน หรือผู้รับเหมาซ่อมท่อฉุกเฉินที่จัดจ้างมาพิเศษดำเนินการ หากพื้นที่ดังกล่าว ไม่ได้เป็นพื้นที่</p> <p>4. ปดท. ให้ เขตฯ และมวลชนประสานงานหาข้อมูลเจ้าของกรรมสิทธิ์ที่ดินก่อนดำเนินการปรับหรือแก้ไขใดๆ ในพื้นที่ดังกล่าว</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● การปฏิบัติงานใดๆ จะต้องดำเนินการตาม <b>พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน</b> “ในกรณีที่เป็นและเร่งด่วน ให้ผู้รับใบอนุญาตมีอำนาจเข้าไปในที่ดินหรือสถานที่ที่มีใช้ที่อยู่อาศัยของบุคคลในเวลาใดๆ เพื่อตรวจ ซ่อมแซม หรือแก้ไขระบบโครงข่ายพลังงานได้ทันที</li> </ul> <p>5. วท. ประสานงาน บริษัทซ่อมท่อฯ เพื่อเข้าพื้นที่จุดเกิดเหตุ รวมทั้งเตรียมความพร้อมในการซ่อมแซมจุดที่เสียหาย และวท. ตรวจสอบ Grade ท่อความหนา ชนิดของท่อ(SAW,ERW etc.), Design pressure เพื่อประเมินผลกระทบของระบบท่อ และประเมินความยาวท่อช่วงที่ Isolation เพื่อประเมินจำนวน Nitrogen พิจารณาข้อมูล Spared line pipe ที่มีอยู่ ดังภาคผนวกที่ 8.2 เพื่อใช้ในการคำนวณความหนาของท่อที่ต้องการ โดยในการคำนวณให้พิจารณาใช้ท่อที่มี Equivalent design</p> |



|  |  |
|--|--|
|  | <p>pressure อย่างน้อยเท่ากับ Design Pressure ของท่อเส้นเดิม</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>6. พศ. รวบรวมข้อมูลของท่อส่งก๊าซฯ ตรวจสอบแบบ As-Built Drawing, แสดงข้อมูล GIS ที่จำเป็น</li> <li>7. บค. คำนวณ Vent Time</li> <li>8. วท. คำนวณ ปริมาณ Liquid Nitrogen <u>ดังภาคผนวกที่ 8.3</u> ที่ต้องการใช้งาน และประสาน จบ. หรือ บริษัทซ่อมท่อฉุกเฉิน เพื่อติดต่อบริษัทที่ supply N2 รวมทั้งประสานงานเพื่อจัดเตรียมในส่วนของ Mobile Purging Unit</li> <li>9. วท. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ประเมินวิธีการซ่อมแซมในเบื้องต้น โดยการพิจารณาวิธีการซ่อม. และรวมทั้งจัดทำแผนงานในการซ่อมเบื้องต้น</li> <li>10. วท. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ประสานงานในเบื้องต้น กับ บริษัทต่างๆ ที่ Supplied Equipment หลักที่จำเป็นต้องใช้ตาม Check List รวมทั้งพิจารณาข้อมูลแหล่ง Supplied Equipment <u>ดังภาคผนวกที่ 8.4</u></li> <li>11. วท. ประสานงานกับ จบ., บค. และเขตเพื่อเตรียมจัดหาอุปกรณ์ซ่อมท่อที่จำเป็นรวมทั้งวิธีการจัดส่งอุปกรณ์ดังกล่าวเพื่อส่งไปยังจุดเกิดเหตุ</li> </ol> |
|--|--|

#### หมายเหตุ

1. การพิจารณา Vent Gas เพื่อทำการ Purging System ท่อ YADANA 42" ช่วง BVW1-BVW5 เนื่องจากท่อส่งก๊าซฯ 42 นิ้วช่วง BVW1-BVW5 เป็นพื้นที่ภูเขาหรือทางแคบ ส่งผลให้บางช่วงเส้นทางมีปัญหาเรื่อง การเข้าพื้นที่ Block Valve ทำให้รถ Mobile Purging & Liquid Nitrogen ไม่สามารถเข้าสู่พื้นที่ Block Valve ได้จึง ต้องทำการ Purging จาก Block Valve อื่นๆ แทน ดังนั้นระหว่างการซ่อมท่อส่งก๊าซฯ อาจจะต้องมีการ Vent ก๊าซใน Section อื่นเพิ่มเติมดังนี้

| กรณี | จุดเกิดเหตุระหว่าง BV | Section ที่จะต้อง Vent เพิ่มเติม | Purging BV | Vent BV |
|------|-----------------------|----------------------------------|------------|---------|
| 1    | BVW1-BVW2             | BVW2-BVW3                        | BVW3       | BVW1    |
| 2    | BVW2-BVW3             | N/A                              | BVW3       | BVW2    |
| 3    | BVW3-BVW4             | N/A                              | BVW3       | BVW4    |
| 4    | BVW4-BVW5             | N/A                              | BVW5       | BVW4    |

**6.1.2 แนวทางเบื้องต้น สำหรับงานขุดดินเพื่อเปิดแนวท่อส่งก๊าซ (ทั้งนี้ในการปฏิบัติงาน อาจมีการปรับเปลี่ยนขั้นตอนตามหน้างานได้)**

| ผู้รับผิดชอบ  | ขั้นตอนการดำเนินงาน  |
|---|--|
| วท/ เขต / บริษัทซ่อมท่อฉุกเฉิน /<br>หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง | <ol style="list-style-type: none"> <li>สำรวจตำแหน่งท่อส่งก๊าซ รวมทั้งความลึก หากวิธีการตรวจสอบที่อาจก่อให้เกิดการเกิดประกายไฟ ต้องทำการตรวจวัดระดับ % LEL ให้ต่ำกว่า 5%LEL จึงอนุญาตให้เริ่มดำเนินการ<br/>กรณีที่พื้นที่ดังกล่าวมีก๊าซปกคลุมสูง ต้องทำการสำรวจ % Oxygen ให้สูงกว่า 19.5% แต่ไม่เกิน 23.5 % By Volume จึงอนุญาตให้บุคลากรเข้าพื้นที่ หาก %Oxygen ไม่เพียงพอให้แก้ไขปัญหาระบายอากาศ ก่อนเริ่มดำเนินการ</li> <li>พิจารณาคัดตั้งระบบ Grounding (ถ้าจำเป็น) เพื่อป้องกัน Surge/Fault ทั้งด้าน Upstream และ Downstream ของจุดที่ดำเนินการซ่อมฯตลอดเวลาดำเนินการทุกขั้นตอน</li> <li>สำรวจแนวและกำหนดจุดที่จะดำเนินการขุดเปิดท่อส่งก๊าซฯ</li> <li>กรณีต้องมีการปัก Sheet Pile ให้ทำการตรวจสอบแนวที่จะปัก Sheet Pile ว่าไม่มีระบบสาธารณูปโภคอื่นๆ อยู่ด้านล่าง รวมถึงสายไฟฟ้าแรงสูงบริเวณที่อยู่ใกล้เคียง</li> <li>พิจารณาดำเนินงานของเครื่องจักรที่ใช้ในการขุด และพื้นที่กองดิน การขุดดินให้เป็นไปตามข้อกำหนดงานขุดดิน เพื่อการตรวจสอบและซ่อมแซมท่อ กรณีที่ขุดดินที่มีความลึกเกิน 3 เมตร หรือ พื้นที่กว้างเกิน 10,000 ตร.ม. ให้ประสานงานขออนุญาต เจ้าหน้าที่ในท้องที่ ที่ระบุในมาตรา 17 ให้เป็นไปตามพรบ.การขุดดินและถมดิน พ.ศ. 2543</li> <li>การเริ่มงานขุดท่อส่งก๊าซ หากมีการขุดโดยเครื่องจักรจะอนุญาตให้ขุดถึงระดับ 1 เมตร จากผิวท่อนั้นจึงใช้คนขุดแทน หรือ จะใช้วิธีการ Back hoe</li> </ol> |

|  |   |
|--|---|
|  | <p>จุดถึงระยะที่ปลอดภัย โดยระหว่างที่จุดให้ดำเนินการระบุตำแหน่งท่อตลอดระยะเวลาที่จุด และจะต้องมีเขตฯ Stand by ที่จุดเกิดเหตุตลอดเวลา ระหว่างดำเนินการต้องระมัดระวังไม่ให้เครื่องจักรกระทบกับท่อเดิม เพื่อป้องกัน Coating damage</p> |
|--|---|

### 6.1.3 แนวทางเบื้องต้น งาน Detail Survey จุดที่เกิดเหตุ

| ผู้รับผิดชอบ  | ขั้นตอนการดำเนินงาน   |
|---|---|
| วท./ผู้รับเหมาซ่อมท่อ / เขต / รท./หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ทำการสำรวจแนวท่อเดิมพิจารณา แนว Route ที่ต้องวางใหม่ (ถ้าจำเป็น) วิธีซ่อมว่าจำเป็นต้องมี (Bend) หรือไม่ จากนั้นจึงทำการกำหนดจุดตัด , จุดเชื่อม Weld O Let กรณีที่จะต้องทำการติดตั้ง Inflatable Air Bag หรือ วิธีซ่อม Repair Clamp (โดยในขั้นตอนนี้ต้องระบุวิธีการซ่อมว่าจะเป็นการ Repair clamp หรือ Cut and replacement)</li> <li>2. จัดทำรายละเอียดแผนงานและวิธีการซ่อม (Detail Procedure) รูปแบบการซ่อมและการเชื่อมต่อ รวมทั้งประเมินระยะเวลาที่จะใช้จนกระทั่ง Re-Commissioning</li> <li>3. จัดหา Welding Procedure Specification ที่ใช้ในการซ่อมท่อกรณีที่จะซ่อมท่อ โดย Cut and replacement จัดหา WPS เพื่อใช้ในการซ่อมท่อส่งก๊าซ</li> </ol> |

### 6.1.4 แนวทางเบื้องต้น งานลอก Existing Coating

| ผู้รับผิดชอบ                  | ขั้นตอนการดำเนินงาน   |
|-------------------------------|---|
| วท. / ผู้รับเหมาซ่อมท่อ / เขต | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. งานลอก Coating หากใช้เครื่องมือที่เกิดประกายไฟจะต้องวัด %LEL ให้ต่ำกว่า 5 %LEL ระหว่างที่ดำเนินการต้องทำการวัด %LEL ตลอดเวลา</li> </ol> |

### 6.1.5 แนวทางเบื้องต้น การซ่อมท่อ ได้แก่ การซ่อม Repair Clamp method หรือ Cut and Replacement method

การซ่อมท่อแบ่งเป็น 2 วิธี ตามลักษณะแผลที่เกิดขึ้น และผลการตรวจสอบรอย Crack (การตรวจสอบรอย Crack สามารถทำได้โดย Magnetic Particle Testing : MT หรือวิธีอื่นๆ ที่เหมาะสม)

#### 6.1.5.1 การซ่อมโดย Repair Clamp

ใช้ในกรณีที่แผลที่ชำรุดมีความยาวไม่ใหญ่เกินกว่าระยะห่างของ Seal ทั้งสองด้านของ Repair Clamp (ควรให้มีระยะห่างระหว่าง Seal กับรอยที่ชำรุดอย่างน้อย 1/8" และพื้นที่ที่ติดตั้งมีความขรุขระต่างกันไม่เกิน 1/32 นิ้ว โดยพิจารณาความยาวและขนาดรอยเสียหาย ทั้งนี้ อนุญาตให้การซ่อมวิธีการนี้เพียงชั่วคราวเท่านั้น โดยเฉพาะกรณีที่ Design Pressure ของท่อเดิมสูงกว่า Design Pressure ของ Repair Clamp การซ่อมท่อดังกล่าวทั้งสองด้านของท่อจะต้องมีการยึดรั้งที่แน่น เช่นเป็นท่อใต้ดิน หรือ ถ้าเป็นท่อ Above Ground จะต้องมีการยึดรั้งตัวท่อให้แน่น เท่านั้น ไม่สามารถติดตั้งบนท่อที่ด้านใดด้านหนึ่งของ Split Sleeve เป็น Free End

การซ่อม โดยใช้ Repair Clamp ให้ดำเนินการตาม PLIDCO Installation Manual โดยการดำเนินงานให้ดำเนินการภายใต้การควบคุมงานโดย เขตฯ ร่วมกับ วท.

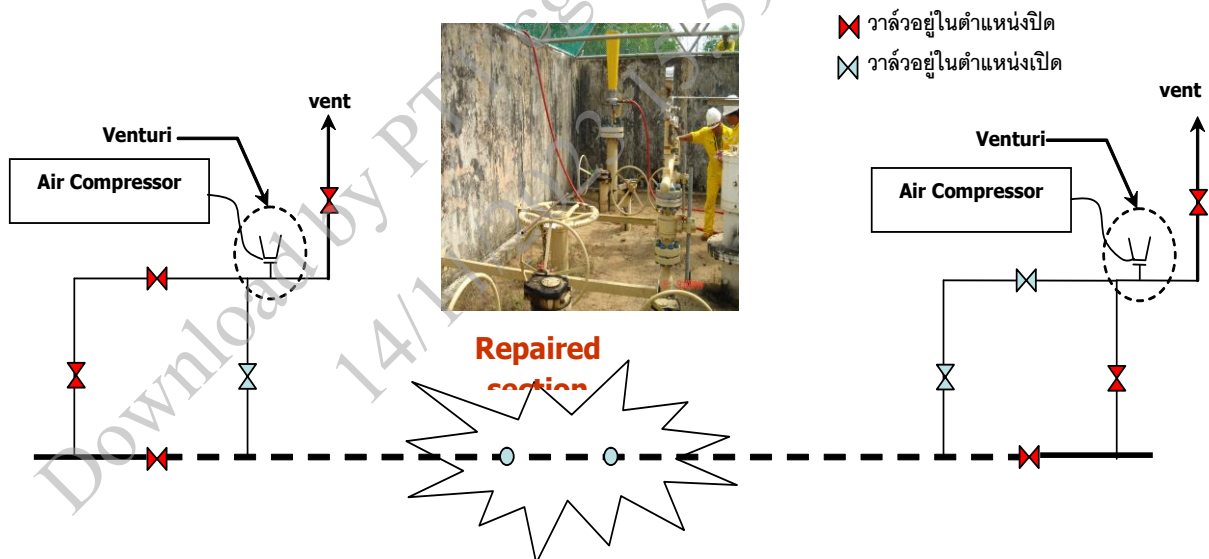
- ทำการตกแต่งรอยแผลที่มีเหลี่ยมแหลมคมออก เพื่อป้องกันปัญหาต่อการ Run Pig ในอนาคต
- ทำการตรวจสอบ Seal ของ Repair Clamp ว่ามีครบสกปรกหรือไม่ หากมีให้ทำความสะอาดบริเวณดังกล่าว โดยเฉพาะผิวบริเวณที่ผิวท่อจะสัมผัสกับ Seal ของ Clamp
- ทำการติดตั้ง Repair Clamp โดยตำแหน่ง Seal จะต้องครอบคลุมบริเวณที่เกิดความเสียหาย (สามารถทำการติดตั้งระหว่างที่มี Gas Leak ได้)
- หากระหว่างการติดตั้งมีการรั่วของก๊าซ ให้ทำการเปิด Bleed Valve / Bleed Plug ของ Repair Clamp ตลอด โดยตำแหน่ง Bleed ให้อยู่ในตำแหน่ง 12 นาฬิกา
- การติดตั้งต้องให้จุดที่เกิดความเสียหายอยู่ ระหว่าง Circumferential Seal ทั้งสองด้าน โดยในการติดตั้งต้องให้ด้านที่มี สีเหลือง อยู่ในด้านเดียวกัน
- ทำการขัน Bolt ให้ได้ Torque ตามที่เอกสารแนบ 1 ระบุ โดยต้องทำการตรวจสอบค่า Torque ทุกตัวเมื่อขันแล้วเสร็จ ต้องตรวจสอบว่าระยะของ Bolt จะต้องเลยออกจากหัว Nut อย่างน้อย 1/4 นิ้วตามความยาวของ Stud Bolt
- Gap ของ Longitudinal space ทั้งสองด้านจะต้องมีค่าไม่เกิน 1/8 นิ้ว
- กรณีที่จะทำการเชื่อมรอบของ Split Sleeve เพื่อให้เป็นการซ่อมแบบถาวร ต้องได้รับการพิจารณาและความเห็นร่วมกันระหว่าง เขต, วท. และ รท. โดยให้ดำเนินการเชื่อมแนว Circumferential ทั้งสองด้านให้แล้วเสร็จก่อน จากนั้นจึงทำการเชื่อม Longitudinal ให้แล้วเสร็จ การทำ Preheat ให้ใช้หัวไฟเผา ไม่ให้ใช้ Thermal Blankets
- ภายหลังการเชื่อมแล้วเสร็จให้ทำการ Re-Torque ของ Bolt ใหม่

- ในการเชื่อมให้ทำการทดสอบ Penetration Test (PT.) ทุกชั้นของรอยเชื่อมทั้ง Circumferential & Longitudinal
- จากนั้นจึงทำการเชื่อม Tack weld รอบ Bolt & Nut ทุกตัว
- เมื่อดำเนินการติดตั้งแล้วเสร็จให้ดำเนินการปิด Bleed Valve / Bleed Plug จากนั้นทำการเชื่อม Plug อุด

#### 6.1.5.2 การซ่อมโดยการตัดและต่อเชื่อมท่อ (ใช้ในกรณีที่แผ่นที่ชำรุดมีความยาวเกินกว่าระยะห่างของ Seal ทั้งสองด้านของ Repair Clamp) การซ่อม โดยการตัดและต่อเชื่อมท่อมีทั้งหมด 3 ขั้นตอน ดังนี้

##### การติดตั้งและดำเนินการระบบ Venturi (Extractor)

- ก่อนเริ่มดำเนินงานตัดท่อหรือเชื่อมท่อส่งก๊าซ ภายหลังการ Vent ก๊าซออกจากระบบจนมี Pressure ในเส้นท่อเกือบจะเป็น 0 psig. (เท่ากับ Atmosphere) และใช้ N2 purge ให้ท่อส่งก๊าซฯ มี %LEL ต่ำกว่า 5 จากนั้นให้ดำเนินการติดตั้งระบบ Venturi ที่ Block Valve station ด้านหัวกับท้ายของจุดเกิดเหตุ โดยมีวิธีการติดตั้งระบบดังแสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 Typical Configuration การติดตั้งระบบ Venturi (Extractor)

- เตรียม Air Compressor ที่มีกำลังขนาด 76 cfm. อย่างน้อย 2 ตัว ต่อ 1 Block Valve และมีแรงดันขนาด 100 psig. จ่าย Air ผ่าน Hose ขนาด 0.5 นิ้ว ไปติดตั้งที่ Venturi
- ทำการติดตั้ง Venturi บนหน้า Flange ขนาด 6 นิ้ว ที่ได้มีการเตรียมไว้ตรงตำแหน่ง Flange Sale Tap (มีทุก Block Valve Station) จากนั้นให้ดูใน Type ของ Spool ที่จะใช้เชื่อมต่อกับ Flange จากนั้นจึงดำเนินการติดตั้ง Venturi

- จากนั้นทำการปิด Valve ด้านปลายทางของ Vent Stack จาก (ไม่ให้มีอากาศไหลย้อนเข้ามาจากปากของ Vent Stack)
- จากนั้นเริ่มทำการ Start เครื่อง Air Compressor
- ระหว่างดำเนินการจะต้องมีเจ้าหน้าที่ของเขตฯ Monitor ตลอดระยะเวลาการดำเนินการและจะต้องติดต่อวิทยุแจ้งกับจุดเกิดเหตุเพื่อรายงานการทำงานของระบบ Venturi ทุกๆ 5 นาทีภายหลังจากเริ่มงานตัดต่อท่อส่งก๊าซ
- ในการติดตั้งระบบ Venturi ต้องตรวจสอบให้แน่ใจ ว่าตำแหน่งของวาล์วอยู่ในตำแหน่งที่ถูกต้องดังรูปที่ 1 (ตรวจสอบให้แน่ใจว่าวาล์วตัวสุดท้ายของ Vent Stack ได้ทำการปิดแล้ว)
- กรณี Venturi ไม่ทำงาน เช่น Air Compressor เสียหายกะทันหัน ให้เจ้าหน้าที่เขตดำเนินการแจ้งเจ้าหน้าที่หน่วยงานซ่อมให้ทราบเพื่อหยุดการดำเนินงานทันที

#### การตัดต่อส่งก๊าซ

- ก่อนเริ่มงานตัดต่อให้ทำการตรวจสอบว่าบริเวณที่จะทำการตัดมีก๊าซหรือไม่ โดยทำการวัด %LEL. หากผลการวัดพบว่า %LEL ต่ำกว่า 5 %LEL. อย่างถาวร (กรณีที่ %LEL มีการเปลี่ยนแปลงเป็นช่วงๆ จะไม่อนุญาตให้ดำเนินการโดยเด็ดขาด) สามารถดำเนินการตัดต่อท่อส่งก๊าซโดยใช้ Hot Cut โดยใช้ หินเจียรหรือ ไฟตัด โดยระหว่างตัดเพื่อความปลอดภัยให้ใช้ Nitrogen Purge เข้าสู่บริเวณที่จะทำการตัด
- หากผลการวัด %LEL. สูงกว่า 5% LEL. แต่ต่ำกว่า 10%LEL. ให้ใช้วิธีการตัดแบบ Cold Cut

**หมายเหตุ** ช่วงระหว่างการตัดต่อ ควรให้มีการยึดรั้งท่อไว้ด้วย เพื่อป้องกันไม่ให้ท่อเกิดการหลุดหรือเคลื่อนตัว ภายหลังการตัด นอกจากนี้จะเป็นการช่วยแก้ปัญหาเรื่องท่อยืด/หลุดเนื่องจากอุณหภูมิขณะ Tie-in

#### งาน Hot Cut

| ลำดับ | รายละเอียด  | ดำเนินการโดย               |
|-------|---|----------------------------|
| 1     | ระหว่างทำการตัดต่อ ให้ทำการตัดระบบ CP ของท่อช่วงที่มีปัญหาออก โดยพิจารณาจุด Bond Box ที่อยู่ใกล้เคียง เพื่อทำการตัดแยกระบบและลดปัญหาท่อมีสภาพเป็นแม่เหล็กก่อนที่จะเริ่มงานเชื่อม  | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |
| 2     | ทำการตรวจสอบ BV ทั้งสองจุดหัว ท้าย ว่ามีการ Venturi (Extractor) ออก ตลอดเวลาและต้องมีเจ้าหน้าที่เขต Monitor การทำงานของระบบ Venturi ให้ทำงานตลอดเวลา ที่ BV หากระหว่างงาน Hot Cut หากพบว่าระบบ Venturi ที่ BV Fail ต้องรีบดำเนินการแจ้งให้ จุดที่ดำเนินการซ่อมรับทราบ เพื่อหยุดงานในพื้นที่ และดำเนินการแก้ไขให้ระบบ Venturi ทำงานเป็นปกติแล้วเสร็จ จึงจะสามารถ | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |

|   |   |                            |
|---|---|----------------------------|
|   | ดำเนินการในขั้นตอนต่อไปได้ โดยที่ Block Valve จะต้องมิ Air Compressor อย่างน้อย 2 ตัว โดยจะทำงาน 1 ตัวและ Stand by 1 ตัว  |                            |
| 3 | ทำการตรวจสอบ %LEL ให้ต่ำกว่า 5 %LEL. สามารถเริ่มงาน Hot Cut ควรใช้ Nitrogen ช่วย Purge ไล่ตลอดเวลาเพื่อช่วยเจือจาง ระหว่างที่ดำเนินการให้ทำการติดต่อกับ BV ทั้งสองด้านทุกๆ 5 นาที เพื่อแจ้งระบบสภาพการทำงานของระบบ Venturi รวมทั้งตรวจสอบระบบ Communication และระหว่างการตัดให้ทำการวัด %LEL. ตลอดเวลา              | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |
| 4 | หากได้รับแจ้งจาก BV ว่าระบบ Venturi Fail ให้หยุดดำเนินการโดยทันที และทำการแก้ไขระบบ Venturi ที่ BV ให้แล้วเสร็จก่อนที่จะดำเนินการต่อไป หากที่จุดเกิดเหตุไม่ได้รับข้อมูลจาก BV ทุก ๆ 5 นาทีจะต้องทำการหยุดการดำเนินการทันทีโดยเด็ดขาด และจะสามารถดำเนินการต่อไปได้เมื่อสามารถติดต่อกับ BV ถึงสภาพการทำงานของ Venturi | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |

#### งาน Cold Cut

| ลำดับ | รายละเอียด  | ดำเนินการโดย               |
|-------|---|----------------------------|
| 1     | ระหว่างทำการ Cold Cut ให้ทำการตัดระบบ CP ของท่อช่วงที่มีปัญหาออก โดยพิจารณาจุด Bond Box ที่อยู่ใกล้เคียง เพื่อทำการตัดแยกระบบและลดปัญหาที่มีสภาพเป็นแม่เหล็กก่อนที่จะเริ่มงานเชื่อม   | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |
| 2     | ทำการตรวจสอบ BV ทั้งสองจุดหัว ท้าย ว่ามีการ Venturi (Extractor) ออกตลอดเวลาและต้องมีเจ้าหน้าที่เขต Monitor การทำงานของระบบ Venturi ให้ทำงานตลอดเวลา ที่ BV หากระหว่างงาน Cold Cut หากพบว่าระบบ Venturi ที่ BV Fail ต้องรีบดำเนินการแจ้งให้ จุดที่ดำเนินการซ่อมรับทราบ เพื่อหยุดงานในทันที และดำเนินการแก้ไขให้ระบบ Venturi ทำงานเป็นปกติแล้วเสร็จ จึงจะสามารถดำเนินการในขั้นตอนต่อไปได้ โดยที่ Block Valve จะต้องมิ Air Compressor อย่างน้อย 2 ตัว โดยจะทำงาน 1 ตัวและ Stand by 1 ตัว | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |
| 3     | ทำการตรวจสอบ %LEL ให้ต่ำกว่า 10 %LEL. สามารถเริ่มงาน Cold Cut ระหว่างที่ดำเนินการให้ทำการติดต่อกับ BV ทั้งสองด้านทุกๆ 5 นาที เพื่อแจ้งระบบสภาพการทำงานของระบบ Venturi รวมทั้งตรวจสอบระบบ Communication และระหว่างการตัดให้ทำการวัด %LEL. ตลอดเวลา   | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |

|   |   |                            |
|---|---|----------------------------|
| 4 | หากได้รับแจ้งจาก BV ว่าระบบ Venturi Fail ให้หยุดดำเนินการโดยทันที และทำการแก้ไขระบบ Venturi ที่ BV ให้แล้วเสร็จก่อนที่จะดำเนินการต่อไป หากที่จุดเกิดเหตุไม่ได้รับข้อมูลจาก BV ทุก ๆ 5 นาทีจะต้องทำการหยุดการดำเนินการทันทีโดยเด็ดขาด และจะสามารถดำเนินการต่อได้เมื่อสามารถติดต่อที่ BV ถึงสภาพการทำงาน of Venturi | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |
| 5 | ระหว่างงาน Cold Cut สามารถใช้ Nitrogen Feed เข้าจากจุดที่ท่อเสียหาย เพื่อช่วยเจือจาง %GAS ได้   | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |
| 6 | หาก % Gas ไม่ลดต่ำลงให้ใช้วิธีการเชื่อม Weld o let ตามขนาดที่ใช้ในการติดตั้ง Inflatable Air Bag และทำการเจาะด้วย pneumatic drilling เพื่อใช้ในการวัด % Gas ห่างประมาณ 50 ซม. พิจารณา %LEL บริเวณที่จะเชื่อม Weld O let ให้ %LEL ต่ำกว่า 5 %   | ผู้รับเหมา/เขต /<br>วท./รท |

### การเชื่อมต่อท่อส่งก๊าซ

การเชื่อมต่อจะแบ่งเป็น 2 วิธีการตามชนิดของท่อและสภาพการรั่วไหลของก๊าซ ดังนี้

- 1) การเชื่อมต่อที่มี %LEL ต่ำกว่า 5 %LEL. (ไม่จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ Isolation Gas)
- 2) การเชื่อมต่อ %LEL สูงกว่า 5 %LEL. โดยใช้ Inflatable Air Bag เป็น Isolation equipment (ต้องมีการเชื่อม Weld O Let เพื่อใช้ในการติดตั้ง Inflatable Air Bag และช่วยในการ Vent Gas เพื่อป้องกัน Pressure สะสมตัวหน้า Isolation equipment)

#### 1.) การเชื่อมต่อกรณีที่มี %LEL ต่ำกว่า 5%LEL.

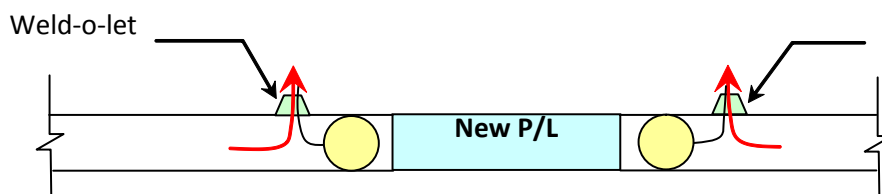
- ทำการวัด %LEL บริเวณที่จะทำการเชื่อม ให้มี %LEL ต่ำกว่า 5%LEL.
- ก่อนเชื่อมให้ทำการประสานงาน เขตฯ ที่ Monitor อยู่ที่แต่ละ Block Valve ว่าระบบ Venturi ยังคงทำงานต่อเนื่องจึงสามารถเริ่มงานเชื่อมต่อส่งก๊าซได้ ระหว่างการดำเนินงาน หากพบว่าระบบ Venturi ที่ BV Fail ต้องรีบดำเนินการแจ้งให้ จุดที่ดำเนินการซ่อมรับทราบเพื่อหยุดงานในทันที และดำเนินการแก้ไขให้ระบบ Venturi ทำงานเป็นปกติแล้วเสร็จ จึงจะสามารถดำเนินการในขั้นตอนต่อไปได้ โดยที่ Block Valve จะต้อง มี Air Compressor อย่างน้อย 2 ตัว โดยจะทำงาน 1 ตัวและ Stand by 1 ตัว
- หากท่อที่มีสภาพเป็นแม่เหล็กให้ทำการติดตั้งเครื่องมือ De-Magnetizing machine หรือใช้สายไฟฟ้าจากตู้เชื่อม พันรอบท่อทั้งสองด้านของรอยเชื่อม จากนั้นจ่ายกระแสไฟและทำการทดสอบวัดความแรงของสนามแม่เหล็กลดลงหรือไม่ หากไม่ลดลง ให้ทำการเพิ่มหรือลดจำนวนรอบ หรือเปลี่ยนทิศทางพันสายไฟฟ้าจากตามเข็มนาฬิกาเป็นทวนเข็มนาฬิกา เพื่อลดปัญหาสภาพท่อเป็นแม่เหล็ก



- หากได้รับแจ้งจาก BV ว่าระบบ Venturi Fail ให้หยุดดำเนินการโดยทันที และทำการแก้ไขระบบ Venturi ที่ BV ให้แล้วเสร็จก่อนที่จะดำเนินการต่อไป หากที่จุดเกิดเหตุไม่ได้รับข้อมูลจาก BV ทุก ๆ 5 นาทีจะต้องทำการหยุดการดำเนินการทันทีโดยเด็ดขาด และจะสามารถดำเนินการต่อได้เมื่อสามารถติดต่อที่ BV ถึงสภาพการทำงานของ Venturi
- ระหว่างที่ทำการเชื่อม ระบบ Venturi ที่ Block Valve เกิด Fail ต้องรีบแจ้งจุดที่ดำเนินการเชื่อมให้หยุดเชื่อมโดยทันที โดยงานเชื่อมจะเริ่มดำเนินการต่อได้เมื่อระบบ Venturi สามารถแก้ไขให้สามารถใช้งานได้อีกครั้ง
- เมื่อทำการเชื่อม Root Pass แล้วเสร็จ ให้ทำการทดสอบ Penetration Test (PT.) จากนั้นจึงทำการเชื่อมจนกระทั่งแล้วเสร็จ Cover Pass จึงทำการทดสอบ PT , Magnetic Test (MT) และ ทำการทดสอบ Radiographic Test (RT.)
- ในการเชื่อมให้เชื่อมตาม WPS ที่ได้รับอนุมัติ (ช่างเชื่อมต้องมี WQT Valid ให้เป็นไปตาม WPS) ถ้าเชื่อม Root Pass แล้วเสร็จ สามารถหยุดระบบการทำงานของ Venturi System

## 2.) การเชื่อมต่อกรณีที่ %LEL สูงกว่า 5%LEL โดยใช้ Inflatable Air Bag

- ก่อนเชื่อมให้ทำการประสานงาน เขตฯ ที่ Monitor อยู่ที่แต่ละ Block Valve ว่าระบบ Venturi ยังคงทำงานต่อเนื่องจึงสามารถเริ่มงานเชื่อมท่อส่งก๊าซได้ หากระหว่างงาน หากพบว่าระบบ Venturi ที่ BV Fail ต้องรีบดำเนินการแจ้งให้ จุดที่ดำเนินการซ่อมรับทราบ เพื่อหยุดงานในทันที และดำเนินการแก้ไขให้ระบบ Venturi ทำงานเป็นปกติแล้วเสร็จ จึงจะสามารถดำเนินการในขั้นตอนต่อไปได้ โดยที่ Block Valve จะต้องมีการ Air Compressor อย่างน้อย 2 ตัว โดยจะทำงาน 1 ตัวและ Stand by 1 ตัว
- ทำการเชื่อม Weld O let สำหรับติดตั้ง Balloon ตามขนาดของ Weld O Let โดยก่อนงานเชื่อมต้องทำการวัด %LEL บริเวณที่จะทำการเชื่อม
- จากนั้นทำการเจาะรูของ Weld O let โดยใช้สว่านลมเพื่อใช้ในการติดตั้ง Balloon โดยรูที่เจาะจะต้องถูกเจียรให้เรียบไม่มีเหลี่ยม/มุมแหลมคม ซึ่งขณะเจียรต้องใช้ Nitrogen Purge เพื่อให้ %LEL ต่ำกว่า 5%LEL
- ทำการติดตั้ง Balloon หน้าตำแหน่งที่จะทำการเชื่อมผ่าน Weld O Let ดังแสดงในรูปที่ 3 โดยจะต้องห่างจากบริเวณที่ได้รับผลกระทบเนื่องจากความร้อนของงานเชื่อม จะต้องห่างอย่างน้อย 50 ซม.
- จากนั้นจึงทำการวัด %LEL บริเวณที่จะทำการเชื่อม จะต้องมียาค่าต่ำกว่า 5 %LEL.



การ Tie-in โดยวิธีการติดตั้ง Inflatable Air Bag

- ก่อนเชื่อมให้ทำการยืนยันกับ BV ว่าระบบ Venturi ยังคงทำงานต่อเนื่องจึงสามารถเริ่มงานเชื่อมท่อส่งก๊าซได้
- หากท่อมีสภาพเป็นแม่เหล็กให้ทำการติดตั้งเครื่องมือ De-Magnetizing machine หรือใช้สายไฟจากตู้เชื่อมพันรอบท่อทั้งสองด้าน จากนั้นจ่ายกระแสไฟและทำการทดสอบวัดความแรงของสนามแม่เหล็กลดลงหรือไม่ หากไม่ลดลง ให้ทำการเพิ่มหรือลดจำนวนรอบ หรือเปลี่ยนทิศทางการพันสายไฟ เพื่อลดปัญหาสภาพท่อเป็นแม่เหล็ก
- หากระหว่างที่ทำการเชื่อม ระบบ Venturi ที่ BV เกิดการ Fail ต้องรีบแจ้งจุดที่ดำเนินการเชื่อมให้หยุดเชื่อมโดยทันที โดยงานเชื่อมจะเริ่มดำเนินการได้เมื่อระบบ Venturi สามารถแก้ไขให้สามารถใช้งานได้อีกครั้ง แต่หากการตรวจสอบ ณ จุดเชื่อมพบว่า %LEL มีค่าไม่เกิน 5%LEL. ให้วิศวกร ผู้ควบคุมงานเป็นผู้ตัดสินใจว่าจะให้ดำเนินการเชื่อมหรือจะรอการแก้ไขระบบ Venturi ให้แล้วเสร็จ
- เมื่อทำการเชื่อม Root Pass แล้วเสร็จ ให้ทำการทดสอบ Penetration Test (PT.) จากนั้นจึงทำการเชื่อมจนกระทั่งแล้วเสร็จ Cover Pass จึงทำการทดสอบ PT, Magnetic Test (MT) และ ทำการทดสอบ Radiographic Test (RT.)
- ทำการถอด Inflatable Air Bag ภายหลังจากการเชื่อมท่อแล้วเสร็จ
- ทำการติดตั้ง Plug ตามขนาดของ Weld O let และทำการเชื่อม Plug กับ Weld O let โดยให้มีการทดสอบรอยเชื่อม PT ทุกชั้นของรอยเชื่อม

#### 6.1.6 งานซ่อม Field Joint Coating

- เมื่อทำผล NDT ผ่านทั้งหมดให้ดำเนินการทำ Field Joint Coating พร้อมกับงาน Purging Nitrogen
- ทำ Holiday detect บริเวณตลอดแนวท่อที่ได้มีการขุดเปิด เพื่อตรวจหารอย defect
- ทำการ Sand Blasting และ Applied field joint coating ต้องมีการตรวจสอบตาม Coating Inspector Program (CIP) ภายใต้งานที่ ปตท. Witness ตามที่ได้ระบุโดย NACE โดยความสะอาดผิวต้องได้ระดับ Sa 2.5 และ Surface Profile ต้องเป็นไปตาม Epoxy Coating\_รวมทั้ง การซ่อม Existing coating ที่ Defect
- ทำการ Holiday test Coating ตลอดท่อที่ทำการกลับท่อ
- จากนั้นเริ่มงาน Back Field โดยต้องทำการบดอัดดินที่ละชั้น หนาไม่เกิน 20 ซม. และต้องตรวจสอบว่าได้ทอท่อได้มีการบดอัดดินอย่างดี

#### 6.1.7 งาน Purging and Commissioning

- เริ่มงาน Purging Nitrogen โดยเลือก BV ด้านหนึ่งเป็นด้าน Purging ส่วน BV อีกด้านหนึ่งทำการ Vent เพื่อช่วยในการไล่ Oxygen ออกจากระบบ

- ในกรณีที่ Purging ด้วยอุปกรณ์ Mobile Purging Unit จะต้องจัดเตรียมเครื่อง Generator 3 Phase, 380 V, 100 amp.
- ทำการประสานงานกับ Block Valve ด้านที่จะ Vent เพื่อตรวจสอบปริมาณ Oxygen ที่ค้างอยู่ในท่อ
- ทำการวัด % Oxygen ด้านที่ทำ Vacuum จนกระทั่งได้ % น้อยกว่า 3 % by Volume จากนั้นทำการหยุด Purging และทำการปิดวาล์ว Bypass จากนั้นจึงทำการแจ้ง ศูนย์บัญชาการเหตุการณ์ เพื่อทำการเริ่มนำ Gas เข้าระบบ

#### **หมายเหตุ**

- กรณีที่ใช้ Nitrogen Pump จะต้องมิชุด Evaporate Stand by อย่างน้อย 1 ชุด
- กรณีที่ใช้ Evaporate ต้องมิชุด Evaporate Stand by อย่างน้อย 1 ชุด

### **6.2 กรณีเป็นท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล ประกอบด้วย**

- 6.2.1 Preliminary Survey
- 6.2.2 สำรวจความเสียหายอย่างละเอียด โดยนักประดาน้ำ หรือ ROV
- 6.2.3 พิจารณาความเสียหาย เพื่อประเมินวิธีการซ่อม
- 6.2.4 ประเมินความเสี่ยงในการซ่อม
- 6.2.5 ดำเนินการซ่อมและฟื้นฟูให้กลับสู่สภาพเดิม
- 6.2.6 Commissioning ท่อเพื่อเข้าสู่การใช้งานปกติ

#### **แนวทางการซ่อมท่อในทะเล**

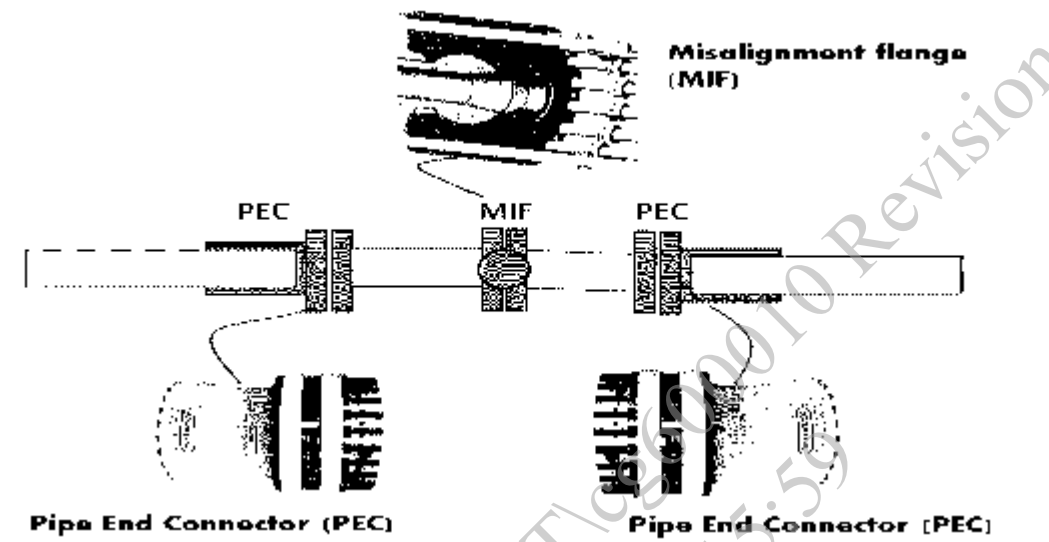
เมื่อมีเหตุการณ์ท่อส่งก๊าซได้ทะลุหรือเกิดความเสียหาย Preliminary Survey เป็นการตรวจสอบความเสียหายเบื้องต้นที่เกิดกับท่อส่งก๊าซในทะเล โดยประเมินจากข้อมูลทั้งหมดที่ได้ เพื่อกำหนดจุดพิกัดคร่าวๆ ในการลงไปตรวจสอบได้ทะเล ตรวจสอบสภาพความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด โดย ROV และ/หรือ นักประดาน้ำ ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมการเกิดเหตุ (การตัดสินใจควรพิจารณาจากทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ มี guideline ภาคผนวกที่ 8.5)

เมื่อได้ผลการตรวจสอบสภาพความเสียหายที่แน่ชัด แล้ว จะเข้าสู่การประเมินความเสี่ยงในการซ่อม เลือกวิธีการซ่อมแซม อุปกรณ์ เครื่องจักร และจำนวนที่ต้องใช้ซ่อมแซม ซึ่งมีอยู่หลายวิธีขึ้นอยู่กับความเสียหายที่เกิดขึ้น โดยวิธีการซ่อมจะจัดทำเป็น ขั้นตอนอย่างละเอียดอีกครั้งในหน้างาน โดยมีผู้ที่เกี่ยวข้องดำเนินการร่วมกัน ปิด วาล์วที่ใกล้ที่สุด และทำการ vent ก๊าซบริเวณที่เกิดความเสียหาย จากนั้นทำการซ่อมท่อให้คืนสู่สภาพเดิมตามขั้นตอนที่ได้จัดทำอย่างละเอียด จากนั้น dewatering และคืนสภาพท่อให้พร้อมใช้งาน

## หมายเหตุ

ทั้งนี้แต่ละขั้นตอน จะจัดทำรายละเอียดในการปฏิบัติงานอีกครั้ง ที่หน้างาน พร้อมกับผู้เชี่ยวชาญ และทุกหน่วยงาน ที่เกี่ยวข้องcommissioning ท่อ เพื่อเข้าสู่การใช้งานตามความดันที่เหมาะสมต่อไป

## ตัวอย่างการใช้งานอุปกรณ์



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

| ลำดับ | ตัววัดความสำเร็จ (PI) | สถานะ (Related)  | ค่าเป้าหมาย (Target) |
|-------|-----------------------|------------------|----------------------|
| 1     | การปฏิบัติงาน         | บังคับเกี่ยวข้อง | ปฏิบัติได้ถูกต้อง    |

## ส่วนที่ 8 ภาคผนวก

ภาคผนวกที่ 8.1 ตัวอย่าง Site Investigation Form ของท่อบนบก ทั้งนี้อาจใช้แบบฟอร์มอื่นๆได้ โดยให้พิจารณาความเหมาะสมที่หน้างาน

| Pipeline site investigation Sheet   |  |                                     |  |
|-------------------------------------|--|-------------------------------------|--|
| Arriving date                       |  | Arriving time                       |  |
|                                     |  | Record by                           |  |
| <b>Basic Data</b>                   |  |                                     |  |
| Pipeline Diameter :                 |  | inches                              | Pipe Grade/SMYS :  |
|                                     |  |                                     | X / psig   |
| Nominal Wall Thickness :            |  | mm.                                 | Measured Wall Thickness :  |
|                                     |  |                                     | mm.  |
| Present MAOP :                      |  | psig                                | Seam Weld Type <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Long <input type="checkbox"/> Spiral |
| Type of Coating - Body Pipe :       |  | Girth Weld                          | Coating Thickness :  |
|                                     |  |                                     |  |
| Feature ID from ILI Report :        |  | Pipe Surface Temperature :          |  |
| Cathodic Protection system          | Impress current  | Scarificial anode                   |  |
| <b>Location of Damage</b>           |  |                                     |  |
| Pipeline Route Code :               |  | KP of Damage - Start:               | End:   |
|                                     |  |                                     |  |
| GPS Coordinate Northing :           |  | m Easting :                         | m. Depth of Cover  |
|                                     |  |                                     | m.   |
| Distance from Upstream Girth Weld : |  | m.                                  | Distance from Downstream Girth Weld :  |
|                                     |  |                                     | m.   |
| Seam Weld Orientation of Pipe :     |  | o' Upstream Pipe :                  | o' Downstream Pipe :   |
|                                     |  |                                     |  |
| Land Use :                          | <input type="checkbox"/> Residential   | <input type="checkbox"/> Commercial | <input type="checkbox"/> Pasture <input type="checkbox"/> Farming <input type="checkbox"/> Other :       |
|                                     |  |                                     |  |
| Soil Type                           | <input type="checkbox"/> Hard <input type="checkbox"/> Soft <sup>1</sup> <input type="checkbox"/> Very Soft <sup>1</sup> | Information for excavation work     |  |
| <b>Defect Drawing or Sketch</b>     |  |                                     |  |
| Orientation of defect?              | Location of defect?  | Proximity to GW?                    | Proximity to other defects?  |
|                                     |  |                                     |  |
|                                     |  |                                     |  |
| <b>Damage Cause:</b>                | Natural forces   | Corrosion                           | Excavation by third parties  |
|                                     | Othre Outside force  | Other.                              |  |
| Rupture                             | Yes  | No                                  |  |
| Leak                                | Yes  | No                                  |  |
| Fire                                | Yes  | No                                  |  |
| Explosion                           | Yes  | No                                  |  |
| Excavation                          | Yes  | No                                  |  |

Note 1. Excavation work shall be installed sheet pile.

## ภาคผนวกที่ 8.2 ตารางท่อคลัง และรายการจำนวนอุปกรณ์คลังพร้อมใช้งาน

1. intraweb.pttgrp.com/ocdms/\_layouts/15/WopiFrame2.aspx?sourcedoc=/ocdms/Documents/Pipeline%20Emergency%20Service/Emergency%20Pipe%20and%20Tools%20List/Emergency%20Pipe%20and%20Tools%20List\_Rev3%20-%20Editable.xlsx&action=default)
2. iWarehouse (<https://tsoiwarehouse.pttplc.com/User/Login?ReturnUrl=%2f>)

## ภาคผนวกที่ 8.3 คำนวน ปริมาณ Liquid Nitrogen สำหรับท่อบนบก

### การคำนวณปริมาณ Nitrogen ที่ใช้สำหรับการ Purging และ ขั้นตอนการประสานงานกับบริษัท TIG&BIG

1. การประเมินปริมาณ Nitrogen ที่จำเป็นที่ต้องใช้ในการ Purging
  - 1.1 หาขนาดของท่อ \_\_\_\_\_ inch.
  - 1.2 ความยาวของท่อ \_\_\_\_\_ กม.
  - 1.3 ใช้สมมุติฐานในการคำนวณ จะใช้ปริมาณของ Nitrogen 3 เท่าของปริมาตรท่อ
  - 1.4 จำนวน Nitrogen ที่จะใช้ในการ Purging =  $\frac{\text{ปริมาณที่หาได้จากข้อ 1.3} \times \text{ความยาวท่อจากข้อ 1.2}}{16}$
  - 1.5 ปริมาณที่ได้ให้ทำการเพิ่ม 10% = ปริมาณที่ได้จากข้อ 1.4 x 10 %
2. ระยะเวลาในการ Purging
  - 2.1 ใช้สมมุติฐานในการคำนวณ จะใช้ปริมาณของ Nitrogen 3 เท่าของปริมาตรท่อ
  - 2.2 ระยะเวลาในการ Purging =  $\frac{\text{ระยะเวลาในการ Purging 2.1} \times \text{ความยาวท่อจากข้อ 1.2}}{16}$

## ภาคผนวกที่ 8.4 เบอร์ดัตตการณ์เกิดเหตุฉุกเฉิน

- supplier special tool ตาม S-วท.วรด.-04-0002 ข้อมูลสนับสนุนการดำเนินการตามแผนจัดการเหตุฉุกเฉินวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องธุรกิจ หน่วยงาน วท.
- contractor ตาม S-วท.วรด.-04-0002 ข้อมูลสนับสนุนการดำเนินการตามแผนจัดการเหตุฉุกเฉินวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องธุรกิจ หน่วยงาน วท.

### การทวนสอบบริษัทผู้รับเหมา ที่จะพิจารณาติดต่อกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

1. เป็นบริษัทเคยได้รับงานจัดจ้างใน scope ของระบบท่อฯ และหรืองานก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ในช่วง 3 ปีย้อนหลัง

โดยตรวจสอบจากระบบ Vendor Management System (VMS) [ค้นหาข้อมูลผู้ค้า \(pttplc.com\)](http://pttplc.com) และ ประสานงานกับหน่วยงาน จบ.บสค. หรือ

2. เป็นบริษัทที่อยู่ใน ACTL ฉบับปัจจุบัน ได้ส่งแบบสอบถามความพร้อมสนับสนุนงานซ่อมท่อฯ กรณีเกิด เหตุฉุกเฉินตาม ส-วท.วรรต.-04-0002

## ภาคผนวกที่ 8.5 Outline Specification for Initial Survey of Offshore Damaged Pipelines

### Overview

The pipeline survey can be carried out in two ways; either using a vessel based hydrographic survey or utilising a (Workclass Remote Operate Vehicle) WROV.

For both inspection methods the mothership will need to be fitted with the following:

- 1) Differential GPS – Primary and secondary systems.
- 2) A calibrated gyro compass.
- 3) Echo sounder for bathymetry – A single channel echo sounder will be sufficient.
- 4) A sound velocity profiler – To measure seawater temperature and salinity.
- 5) WROV and Sonar winching systems.
- 6) If the work area is located near (within the 500m zone) of a platform or other surface structure, the vessel should be equipped with a system, such as a laser fanbeam, to maintain a safe distance from the structure.
- 7) Reserve systems - In case of system failure.

All equipment would need to be fully calibrated.

### Hydrographic Survey

For a vessel based survey, the following systems would be required:

- 1) Side scan sonar. – With a 50 – 100m slant range.
- 2) Sub bottom profiler - Working to a below seabed depth of 5m, with heave compensation. The sub bottom profiler can either be towed or hull mounted.
- 3) On vessel recording equipment, for the side scan sonar and the sub bottom profiler.
- 4) On board data processing facilities – To speed up data turnaround times.
- 5) Cable counter - To determine how far out the side scan sonar towfish is located from the vessel.
- 6) Alternatively, an Ultra short base line acoustic system can be used to determine the towfish location more accurately than a cable counter.

The survey vessel should survey a grid of at least 1\*1km (TBC), centred on the incident, ensuring that the sonar provides sufficient overlap of each grid line (Approx 50% overlap). A final pass of the pipeline should be made, along the pipeline route, with a slight offset, in both directions.

For a WROV survey, the following systems would be required to be fitted to the WROV:

- 1) High resolution video cameras, with associated lighting placed on the ROV. Three video cameras should be utilised to provide a view of the top of the pipeline, as well as port and starboard views.
- 2) A USBL acoustic beacon to be fitted to the ROV, to determine ROV location. With appropriate USBL receiver fitted to the vessel.
- 3) Side scan sonar.
- 4) Sub bottom profiler – Working to a seabed depth of 5m.
- 5) A pipe tracker system.
- 6) Cathodic Protection stabbing equipment.
- 7) A digital video system, including the ability to add video overlays, on board the mothership, to collate and label the video footage from the WROV.
- 8) Backup analogue video capture systems, ie: video recorders.

The WROV can either be used to “fly” along the pipeline route, in both directions or to survey a 1\*1km grid, (this will be much slower than the vessel based survey) or a combination of both. The main advantage, over the vessel based survey, is that video footage can be recorded and viewed.



Fully qualified survey personnel will also be required to conduct the survey.

### **Deliverables**

Required, from the survey, would be;

- 1) ROV video footage, with commentary, noting debris, seabed scars, pipeline exposure, pipeline movement etc. The video footage should be overlaid with GPS co-ordinates, depth, velocity, etc. Software should be provided to view the ROV footage, with the ability to view the footage from multiple cameras simultaneously.
- 2) A detailed anomaly listing to be generated from the ROV and sonar footage.
- 3) Side scan sonar data, with software to enable this to be viewed, clearly labelled with debris, anchor scouring, pipeline exposures, pipeline movement, etc.
- 4) Full survey report.

### **Inspection Process**

The following is a typical process of inspection to confirm the damage that may have occurred to the pipeline.

Inspections to confirm damage:

- Swathe Bathymetry or Multibeam – this will give a picture of the seabed. The objective of this inspection will be to:
  - Confirm if and where the line is exposed
  - Confirm any movement of the line
  - Confirm the path of the anchor across the seafloor. This can give important information as to where a dent or deformation of the pipe wall may have occurred, which may be difficult to see

during inspections, if for example the pipeline has moved during the incident, or if sediment makes visibility poor.

- Allow for focused inspection plan to be implemented
- General Visual Inspection (GVI) along pipeline route – First Pass
  - This will give an initial impression of the extent of the damage, and allow experts onshore to review features/damage and where efforts need to be focused
  - It is anticipated that this inspection would be undertaken to provide full coverage of pipe in one pass, using side boom cameras or equivalent
- GVI – Second Pass
  - Focused GVI of specific areas as specified by client/experts onshore.
  - This would aim to identify possible areas of damage or key features and would allow experts on the beach to make decisions on potential CVI's to be performed
- CVI – Close Visual Inspection of specified areas
  - The requirement for this would be specified by experts onshore.
  - The CVI will allow for a more detailed engineering assessment to be made by experts both offshore and importantly onshore. Footage should be of high quality, and may include CP stabs of bare metal if any is present.

Inspections should ideally be carried out by 3.4U qualified personnel. This is the standard inspection qualification for offshore inspectors.

During all the ROV Visual inspections a voice over (commentary) of the inspection should be provided. Video and Photograph logs should be utilised to ensure experts on the beach can clearly identify which sections/features of the pipeline the videos or photographs relate to. The Video logs should always start with the direction of inspection being stated.

Download by PTT\cg600010 Revision (5)  
14/11/2023 15:59