2.5.3.3 การออกแบบหลุมและท่อกรุ

ข้อมูลผลการศึกษาด้านธรณีวิทยาที่สำคัญในบริเวณพื้นที่โครงการฯ และใกล้เคียงได้มาจากการศึกษาข้อมูลทุติยภูมิ และข้อมูลที่ได้จากการสำรวจด้วยวิธีการวัดคลื่นไหวสะเทือน รวมทั้งการเจาะหลุมสำรวจที่ดำเนินการไปแล้ว ทำให้ได้ข้อมูลตำแหน่ง ขอบเขต และระดับความลึกของแหล่งกักเก็บเป้าหมายที่จะดำเนินการผลิต ข้อมูลลักษณะและคุณสมบัติของชั้นหินแต่ละชั้น เพื่อรวบรวมข้อมูลที่สำคัญมาใช้ในการกำหนดตำแหน่งฐานหลุมผลิต การออกแบบหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ออกแบบให้เป็นหลุมแบบแคบ (Slim hole) ตามมาตรฐานและใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยในปัจจุบันของอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม สำหรับการออกแบบหลุมผลิตของโครงการฯ ได้พิจารณาจากระดับความลึกของแหล่งกักเก็บเป้าหมายที่จะดำเนินการผลิต ดังนี้

(1) ความลึกที่วัดในแนวหลุม (Measured Depth, MD) มีความลึกหลุมเจาะจากผิวดิน ประมาณ 2,444 – 5,033 เมตร โดยพิจารณาจากตำแหน่งและการจัดเรียงของแหล่งกักเก็บเป้าหมายที่จะดำเนินการผลิตและตำแหน่งของฐานหลุมผลิตของโครงการฯ

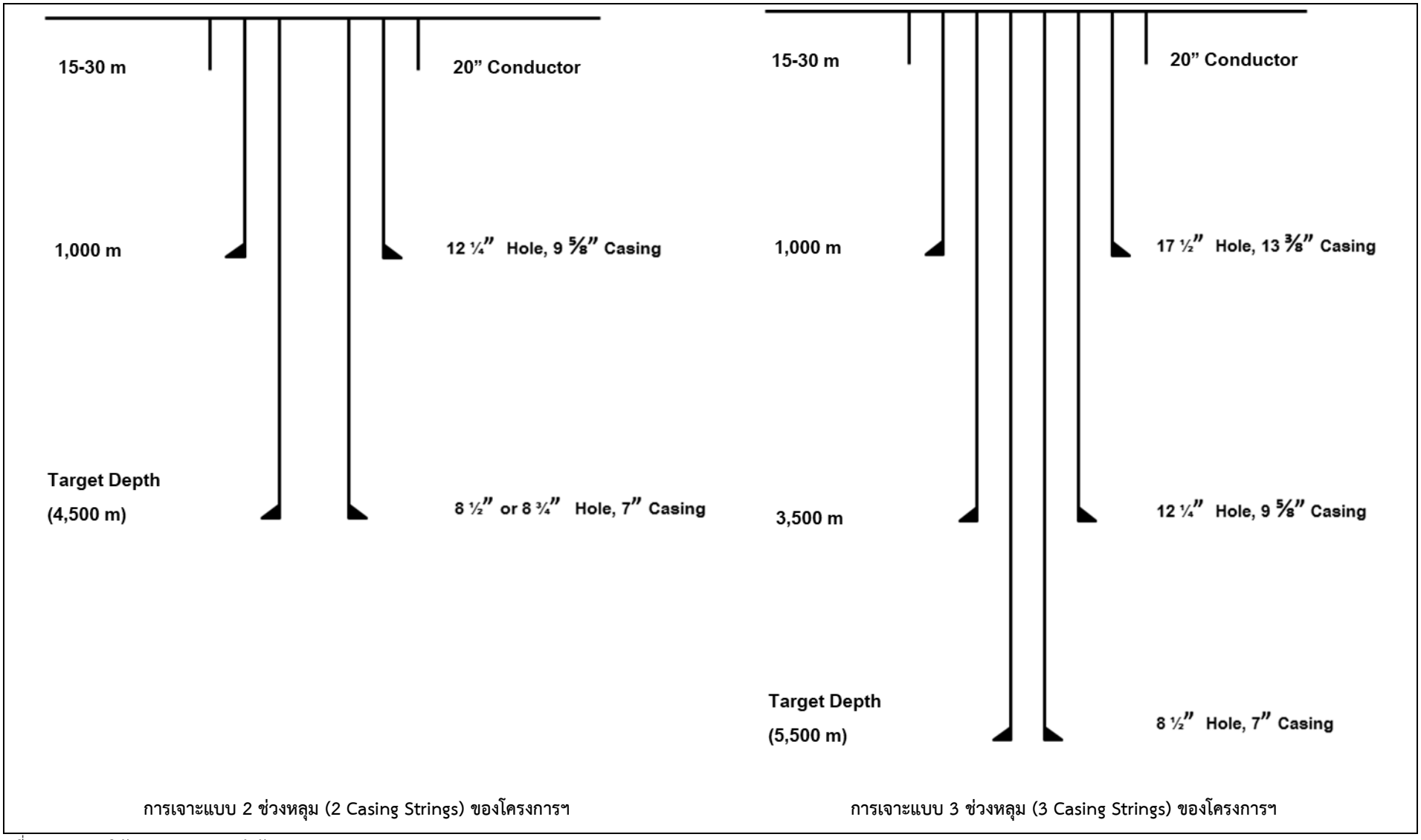
(2) ขนาดของหลุมและท่อกรุ ที่ได้รับการออกแบบการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม (2 Casing Strings) ดังแสดงใน**รูปที่ 2-91** โดยมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของหลุมและท่อกรุที่ใช้ในแต่ละช่วงหลุม ดังนี้

- ท่อนำ (Conductor) (ระดับผิวดินจนถึงระดับความลึกประมาณ 15-30 เมตร หรือตามหลักวิศวกรรม): ขนาดท่อ 20 นิ้ว
- ช่วงหลุมระดับบน (ระดับผิวดินจนถึงระดับความลึกประมาณ 1,000 เมตร): หลุมขนาด $12^{1}/_{4}$ นิ้ว (หรือ 12.25 นิ้ว) และท่อกรุขนาด $9^{5}/_{8}$ นิ้ว (หรือ 9.625 นิ้ว)
- ช่วงหลุมระดับล่าง (ความลึกตั้งแต่ 1,000 เมตร ถึงระดับความลึกเป้าหมาย): หลุมขนาด $8^{1}/_{2}$ นิ้ว (หรือ 8.5 นิ้ว) หรือ $8^{3}/_{4}$ นิ้ว (หรือ 8.75 นิ้ว) และท่อกรุขนาด 7 นิ้ว

(3) ขนาดของหลุมและท่อกรุ ที่ได้รับการออกแบบการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (3 Casing Strings) ดังแสดงใน**รูปที่ 2-91** โดยมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของหลุมและท่อกรุที่ใช้ในแต่ละช่วงหลุม ดังนี้

- ท่อนำ (Conductor) (ระดับผิวดินจนถึงระดับความลึกประมาณ 15-30 เมตร หรือตามหลักวิศวกรรม): ขนาดท่อ 20 นิ้ว
- การเจาะหลุมช่วงบน (ระดับผิวดินจนถึงระดับความลึกประมาณ 1,000 เมตร): หลุมขนาด $17^{1}/_{2}$ นิ้ว (หรือ 17.50 นิ้ว) และท่อกรุขนาด $13^{3}/_{8}$ นิ้ว (หรือ 13.375 นิ้ว)
- การเจาะหลุมช่วงกลาง (ระดับความลึกตั้งแต่ 1,000 – 3,500 เมตร): หลุมขนาด $12^{1}/_{4}$ นิ้ว (หรือ 12.25 นิ้ว) และท่อกรุขนาด $9^{5}/_{8}$ นิ้ว (หรือ 9.625 นิ้ว)
- การเจาะหลุมช่วงล่าง (ระดับความลึกตั้งแต่ 3,500 เมตร จนถึงระดับความลึกเป้าหมาย): หลุมขนาด $8^{1}/_{2}$ นิ้ว (หรือ 8.5 นิ้ว) และท่อกรุขนาด 7 นิ้ว

ความลึกหลุม ขนาดของหลุม และขนาดท่อกรุของหลุมเจาะปิโตรเลียมของฐานหลุมผลิตที่ได้รับการออกแบบการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม และ 3 ช่วงหลุม ของโครงการฯ แสดงดัง**ตารางที่ 2-22** และ**ตารางที่ 2-23** ตามลำดับ



การเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม (2 Casing Strings) ของโครงการฯ **การเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (3 Casing Strings) ของโครงการฯ**

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-91 การออกแบบหลุมผลิตและท่อกรุของโครงการฯ

ตารางที่ 2-22 ความลึกหลุม ขนาดของหลุม และขนาดท่อกรุ ของหลุมเจาะในแต่ละฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ที่ออกแบบการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม (2 Casing Strings)

ลำดับ	ฐานหลุมผลิต	ความลึกหลุมเจาะจากผิวดิน (เมตร)	ช่วงหลุมระดับบน					ช่วงหลุมระดับล่าง				
			ความลึกของการเจาะ (เมตร)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของหลุมเจาะ (นิ้ว)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของท่อกรุ (นิ้ว)		ความหนา (นิ้ว)	ความลึกของการเจาะ (เมตร)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของหลุมเจาะ (นิ้ว)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของท่อกรุ (นิ้ว)		ความหนา (นิ้ว)
					ภายนอก (OD Casing)	ภายใน (ID Casing)				ภายนอก (OD Casing)	ภายใน (ID Casing)	
1	บึงช้าง-อี (BCG-E)	4,246	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	3,246	8.5	7	6.366	0.634
2	บึงแวง-เอ (BWG-A)	3,800	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	2,800	8.5	7	6.366	0.634
3	คุยม่วง-เอ (KMG-A)	4,100	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	3,100	8.5	7	6.366	0.634
4	ลำคูณ-เอ (LKN-A)	2,600	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	1,600	8.5	7	6.366	0.634
5	ลำคูณ-บี (LKN-B)	2,600	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	1,600	8.5	7	6.366	0.634
6	ลานกระบือ-เอช (LKU-H)	2,949	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	1,949	8.5	7	6.366	0.634
7	แม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)	2,444	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	1,444	8.5	7	6.366	0.634
8	หนองมะขาม-ไอ (NMM-I)	3,960	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	2,960	8.5	7	6.366	0.634
9	หนองมะขาม-เจ (NMM-J)	4,464	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	3,464	8.5	7	6.366	0.634
10	หนองมะขาม-คิว (NMM-Q)	4,170	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	3,170	8.5	7	6.366	0.634
11	หนองอ้อ-ซี (NOH-C)	3,100	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	2,100	8.5	7	6.366	0.634
12	หนองอ้อ-ดี (NOH-D)	3,500	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	2,500	8.5	7	6.366	0.634
13	โนนพลวง-อี (NPG-E)	3,090	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	2,090	8.5	7	6.366	0.634
14	โนนพลวง-เอฟ (NPG-F)	3,097	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	2,097	8.5	7	6.366	0.634
15	ตะแบกงาม–เอ (TBM-A)	3,200	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	2,200	8.5	7	6.366	0.634
16	ทับแรต-อีเอ (TRT-EA)	4,430	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	3,430	8.5	7	6.366	0.634
17	วังไม้สูง-ดี (WMG-D)	3,000	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	2,000	8.5	7	6.366	0.634
18	วัดแตน-ดี (WTN-D)	3,800	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	2,800	8.5	7	6.366	0.634
19	ยางเมือง-อี (YMG-E)	4,130	1,000	12.25	9.625	8.921	0.704	3,130	8.5	7	6.366	0.634

หมายเหตุ: การเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม (2 Casing Strings) แบ่งออกเป็น

- ช่วงหลุมระดับบน มีความลึกจากระดับผิวดิน ถึง 1,000 เมตร
- ช่วงหลุมระดับล่าง มีความลึกตั้งแต่ 1,000 เมตร ถึงระดับความลึกเป้าหมาย (2,444 - 4,464 เมตร)

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

ตารางที่ 2-23 ความลึกหลุม ขนาดของหลุม และขนาดท่อกรุ ของหลุมเจาะในแต่ละฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ที่ออกแบบการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (3 Casing Strings)

ลำดับ	ฐานหลุมผลิต	ความลึกหลุมเจาะจากผิวดิน (เมตร)	ช่วงหลุมระดับบน					ช่วงหลุมระดับกลาง					ช่วงหลุมระดับล่าง				
			ความลึกของการเจาะ (เมตร)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของหลุมเจาะ (นิ้ว)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของท่อกรุ (นิ้ว)		ความหนา (นิ้ว)	ความลึกของการเจาะ (เมตร)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของหลุมเจาะ (นิ้ว)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของท่อกรุ (นิ้ว)		ความหนา (นิ้ว)	ความลึกของการเจาะ (เมตร)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของหลุมเจาะ (นิ้ว)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของท่อกรุ (นิ้ว)		ความหนา (นิ้ว)
					ภายนอก (OD Casing)	ภายใน (ID Casing)				ภายนอก (OD Casing)	ภายใน (ID Casing)				ภายนอก (OD Casing)	ภายใน (ID Casing)	
1	คลองด่าน-เอ (KDN-A)	4,800	1,000	17.50	13.375	12.615	0.760	2,500	12.25	9.625	8.921	0.704	1,300	8.5	7	6.366	0.634
2	สามพญา-เอ (SPA-A)	4,400	1,000	17.50	13.375	12.615	0.760	2,500	12.25	9.625	8.921	0.704	900	8.5	7	6.366	0.634
3	สามพญา-บี (SPA-B)	4,400	1,000	17.50	13.375	12.615	0.760	2,500	12.25	9.625	8.921	0.704	900	8.5	7	6.366	0.634
4	สามพญา-ดี (SPA-D)	5,033	1,000	17.50	13.375	12.615	0.760	2,500	12.25	9.625	8.921	0.704	1,533	8.5	7	6.366	0.634

หมายเหตุ: การเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (3 Casing Strings) แบ่งออกเป็น

- ช่วงหลุมระดับบน มีความลึกจากระดับผิวดิน ถึง 1,000 เมตร
- ช่วงหลุมระดับกลาง มีความลึกตั้งแต่ 1,000 เมตร ถึง 3,500 เมตร
- ช่วงหลุมระดับล่าง มีความลึกตั้งแต่ 3,500 เมตร ถึงระดับความลึกเป้าหมาย (4,400 - 5,033 เมตร)

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.3.4 แท่นเจาะและองค์ประกอบ

2.5.3.4(1) ชนิดของแท่นเจาะ

การเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ จะใช้แท่นเจาะแบบหมุน (Rotary Drilling) ที่มีขนาดกำลังมากกว่า 1,000 แรงม้า มีหอปั้นจั่นสูงจากระดับพื้นประมาณ 60 เมตร มีความกว้างของ Platform ประมาณ 20 เมตร สามารถเจาะได้ถึงระดับความลึก 5,000 เมตร ตัวอย่างแท่นเจาะที่มีการใช้งานในปัจจุบันและมีระบบการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยตามที่เจ้าของโครงการฯ กำหนด เช่น GW-80, GW11, E-05 หรือ E-09 ซึ่งมีขนาดและคุณสมบัติใกล้เคียงกัน (ดังแสดงใน**รูปที่ 2-92**) ตัวอย่างคุณสมบัติของแท่นเจาะ GW-80 ดังแสดง**ตารางที่ 2-24**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-92 ตัวอย่างแท่นเจาะ GW-80

ตารางที่ 2-24 ตัวอย่างรายละเอียดคุณสมบัติของแท่นเจาะ GW-80

อุปกรณ์ประจำแท่นเจาะ	หน่วย	คุณสมบัติ (Specifications)
ZHYZ1000III Integrative Hydraulic Unit		
Tool pump motor:	kw	37
	r/min	1,000
Tools pump:	ml/r	160
Brake pump motor:	kw	3
	r/min	1,450
Brake pump:	ml/r	10
Circulating pump motor:	kw	0.75
	r/min	1,450
Circulating pump:	ml/r	63
Heater:	kw	3
Exchange area of cooler:	m^3	11
Hydraulic system cleanness:	-	NAS1638, 9 class
ZP375 Rotary Table		
Diameter of opening:	mm	952.5
Max. Static load:	Kn	5,850
Max. Working torque:	Nm	32,362
Max. Speed:	r/min	300
Overall dimension (LxWxH)	mm	2,468x1,810x718
JC50DB-02 Draw works		
Rate input power:	kw	1,200
Max.fast line pull:	Kn	350
Wireline dia:	mm	35
Gears number:	-	one gears with stepless regulation
Max. input RPM:	r/min	2,500
Drum (dia.xlength):	mm	685x1,245
Brake system:	-	energy-consumption brake + hydraulic disk brake
Overall size(LxWxH):	mm	5,450x2,872x2,541
Speed Table:		
Drum	RPM./min	0~310
Hook speed (6*7)	m/s	0~1.187
Hoisting Capacity:		
Max. lifting capacity with 12 string:	Kn	2,930
Hook speed m/s	m/s	0~1.187
Max. lifting capacity with 10 string	Kn	2,600
Hook speed	m/s	0~1.436

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.3.4(2) โครงสร้าง และองค์ประกอบของแท่นเจาะ

วิธีการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ ใช้วิธีการเจาะแบบหมุน (Rotary Drilling) มีเครื่องมือที่มีส่วนหมุนติดตั้งอยู่บนฐานหลุมผลิต เครื่องมือและอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้ในการเจาะเรียกรวมกันว่าแท่นเจาะ (Rig) ที่มีส่วนประกอบหลักที่สำคัญ ได้แก่

(1) **ระบบกว้านยกก้านเจาะ (Hoisting System)** ประกอบด้วยโครงสร้างที่เป็นหอสูง (Derrick) และฐานรองรับ (Platform/Derrick Floor) ประกอบกันขึ้นด้วยโครงสร้างเหล็ก ใช้เป็นแท่นยึดและวางอุปกรณ์การเจาะ อุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งบนแท่นเจาะประกอบด้วยกว้านยกท่อเจาะขึ้นลง มีลักษณะเป็นรอก (Crown Block) แขวนไว้กับสายสลิง (Cable) สำหรับยกก้านเจาะ (Drill String) ขึ้นลง

(2) **ระบบแท่นหมุน (Rotating system)** ประกอบด้วยรอกขับเคลื่อนการหมุนด้วยระบบไฮโดรลิก (Top Drive) ขนาด 1,200 kW สำหรับหมุนและยกก้านเจาะขึ้นลง มีหัวเจาะต่ออยู่ที่ด้านปลายสุดของก้านเจาะ

(3) **ระบบหมุนเวียนโคลนเจาะและเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Circulating System)** การเจาะจะมีเศษดินเศษหินหลงเหลือจากการเจาะ ซึ่งจะต้องขนส่งออกมาจากหลุม และในระหว่างการเจาะจะต้องใช้โคลนที่ใช้ในการเจาะอัดเข้าท่อผ่านลงไปตามรูกลวงของก้านเจาะผ่านออกทางหัวเจาะแล้วถูกดันล้นขึ้นมาพร้อมกับพาเอาเศษดินเศษหินขึ้นมาจากหลุมผลิต รวมทั้งเพื่อลดอุณหภูมิของหัวเจาะในระหว่างการเจาะ ระบบขนส่งเศษดินเศษหินและของเหลว ประกอบด้วย ท่อขนส่งด้วยความดัน รางขนส่งเศษดินเศษหิน ระบบแยกเศษดินเศษหินและโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Shale Shaker) ถังเก็บโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Mud Tank) เป็นต้น

(4) **หน่วยผสมโคลนที่ใช้ในการเจาะ/ซีเมนต์ (Mud/Cement Mixing Units)** ทำหน้าที่ในการผสมสารเคมีต่าง ๆ ตามสัดส่วนและความเข้มข้นที่เหมาะสมเพื่อใช้เป็นโคลนที่ใช้ในการช่วยเจาะ รวมถึงซีเมนต์สำหรับอุดผนังท่อกรุ

(5) **ระบบผลิตพลังงาน (Power System)** เนื่องจากแท่นเจาะแต่ละแห่งอาจตั้งอยู่ห่างไกลจากแหล่งพลังงานหลัก (ระบบสายส่งไฟฟ้าในพื้นที่) ดังนั้น จึงต้องมีระบบการผลิตพลังงานสำรองใช้กับเครื่องจักรกลต่าง ๆ ของแท่นเจาะเอง ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล จำนวน 3 ชุด (ใช้งาน 2 ชุด และสำรอง 1 ชุด) ขนาด 1,450 กิโลวัตต์ ใช้น้ำมันประมาณ 3,000 ลิตร/ฐานหลุมผลิต

ลักษณะเครื่องจักร และอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้ประกอบการเจาะหลุมปิโตรเลียม แสดงดัง**รูปที่ 2-93**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-93 ลักษณะการจัดวางแท่นเจาะและเครื่องจักร/อุปกรณ์ประกอบการเจาะต่าง ๆ

2.5.3.5 การจัดองค์ประกอบของฐานหลุมผลิตในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

อุปกรณ์และการจัดพื้นที่เพื่อใช้ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม (รายละเอียดอ้างถึงการจัดองค์ประกอบของฐานหลุมผลิตในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต ใน**หัวข้อ 2.5.2.1(3) การก่อสร้างฐานหลุมผลิต**) ประกอบด้วย

1) พื้นที่บดอัดส่วนที่ดาดคอนกรีต

1.1) พื้นที่วางแท่นเจาะ พื้นที่วางระบบโคลนเจาะและระบบเสริมอื่น ๆ (Concrete Drill Pad) สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่จะมีบ่อปากหลุม (Well cellar) ติดตั้งอยู่

1.2) บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) และระบบระบายน้ำรอบพื้นที่โครงการฯ

1.3) พื้นที่เก็บสารเคมีอยู่ในพื้นที่ที่มีการดาดคอนกรีตใกล้เคียงพื้นที่วางอุปกรณ์ประกอบการเจาะ โดยถูกจัดวางไว้เป็นสัดส่วนและห่างจากพื้นที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ เพื่อป้องกันการเกิดอันตรายต่อสารเคมีและพนักงาน ซึ่งสารเคมีที่ใช้สำหรับกิจกรรมจะถูกจัดวางไว้บนอุปกรณ์รองรับ และมีผ้าใบคลุม เพื่อป้องกันการกระจายของสารเคมีออกสู่ภายนอก

ทั้งนี้ ระยะที่มีการใช้งานพื้นที่บดอัดส่วนที่ดาดคอนกรีตและมีความเสี่ยงในการปนเปื้อน ได้แก่ ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม เนื่องจากแท่นเจาะรวมถึงอุปกรณ์ประกอบที่จำเป็นสำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียม เช่น ถังเก็บและผสมของเหลวช่วยเจาะ (Mud Tank) เครื่องสูบของเหลวช่วยเจาะ (Mud Pump) และเครื่องแยกเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Shale Shaker) จะติดตั้งบนพื้นที่ฐานคอนกรีตรองรับแท่นเจาะและฐานวางอุปกรณ์รองรับแท่นเจาะทั้งหมด

2) พื้นที่บดอัดส่วนที่ไม่ดาดคอนกรีต

2.1) ที่พักพนักงานชั่วคราว (Camp Site)

2.2) ห้องสุขาและระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ (Septic Tank)

2.3) บ่อน้ำบาดาล (Water Resource) โดยโครงการฯ จะใช้จากบ่อบาดาลภายในพื้นที่โครงการฯ ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

2.4) บ่อชั่วคราวเพื่อกักเก็บเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบน (Top Hole Cuttings Pit) สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียม

ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ มีมาตรฐานการออกแบบ และตำแหน่งขององค์ประกอบของฐานหลุมผลิตในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม แสดงดัง**รูปที่ 2-27** ถึง **รูปที่ 2-31** และ **รูปที่ 2-48** ถึง **รูปที่ 2-65**

2.5.3.6 ขั้นตอนการเจาะหลุมปิโตรเลียม

การเจาะหลุมปิโตรเลียมและติดตั้งท่อกรุสำหรับหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ แบ่งช่วงการเจาะออกเป็น 2 ช่วงหลุม และ 3 ช่วงหลุม (อ้างถึง**หัวข้อ 2.5.3.3 การออกแบบหลุมและท่อกรุ**) ตามระดับความลึกของแหล่งกักเก็บ เพื่อให้เหมาะสมกับความหนา และคุณสมบัติของชั้นหินในแต่ละชั้น การเจาะหลุมแต่ละช่วง และการติดตั้งท่อกรุ สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

2.5.3.6(1) การเปิดหลุมปิโตรเลียม และการเจาะช่วงบน (ผิวดิน-ระดับความลึกประมาณ 1,000 เมตร)

การเปิดหลุมปิโตรเลียมเริ่มต้นด้วยการฝังท่อนำ (Conductor) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 20 นิ้ว ลึกประมาณ 15-30 เมตร หรือ ตามหลักวิศวกรรม เพื่อกันดินรอบบ่อถล่ม รวมถึงกันดินทรายไม่ให้ไหลเข้ามาในหลุมเจาะและไม่ให้เกิดโพรงข้างหลุม โดยโครงการฯ ใช้วิธีการกดท่อนำลึกลงไปในพื้นดินจนถึงความลึกที่ออกแบบไว้ จากนั้นจะเริ่มเจาะช่วงหลุมระดับบน โดยรายละเอียดการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม และการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม มีดังนี้

1) กรณีการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม (2 Casing Strings)

เปิดหลุมให้มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง $12^{1}/_{4}$ นิ้ว ตั้งแต่ระดับผิวดินไปจนถึงความลึกประมาณ 1,000 เมตร หรือจนสุดชั้นหินปิง (Ping Formation) และใส่ท่อกรุขนาด $9^{5}/_{8}$ นิ้ว ลงไปในการเจาะช่วงล่างพร้อมกรุบ่อด้วยซีเมนต์ระหว่างท่อกรุและผนังบ่อ

2) กรณีการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (3 Casing Strings)

เปิดหลุมให้มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง $17^{1}/_{2}$ นิ้ว ตั้งแต่ระดับผิวดินไปจนถึงความลึกประมาณ 1,000 เมตร หรือจนสุดชั้นหินปิง (Ping Formation) ใส่ท่อกรุขนาด $13^{3}/_{8}$ นิ้ว ลงไปพร้อมกรุบ่อด้วยซีเมนต์ระหว่างท่อกรุและผนังบ่อในการเจาะช่วงกลาง

ชั้นหินปิง (Ping Formation) เป็นชั้นทรายมีน้ำบาดาล และมีส่วนประกอบของดินเหนียวจำนวนหนึ่ง การเจาะในขั้นนี้จะใช้น้ำธรรมชาติจากบ่อน้ำใต้ดินของฐานหลุมผลิตในกรณีที่แรงดันภายในหลุมเจาะต่ำซึ่งการผสมกันของน้ำกับดินเหนียวจะทำให้ได้ของเหลวที่มีความหนืด ช่วยในการนำพาเศษดินเศษหินต่าง ๆ ขึ้นมาได้ดี หรือจะใช้ของเหลวช่วยเจาะที่มีส่วนประกอบหลักเป็นน้ำ (Water Base Mud หรือ WBM) ในกรณีที่แรงดันภายในหลุมเจาะสูง ในกรณีที่คาดว่าชั้นหินยม (Yom Formation) ที่อยู่ใต้ชั้นหินปิงอาจมีก๊าซหรือน้ำมัน การเจาะในช่วงแรกจะต้องระมัดระวังไม่ให้ทะลุไปจนถึงชั้นหินยม เนื่องจากหลุมผลิตยังไม่ได้รับการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งของน้ำมันและก๊าซหรือที่เรียกว่า Blow Out Preventer (BOP)

2.5.3.6(2) การเจาะในช่วงกลางของหลุมปิโตรเลียม

การเจาะในช่วงกลางของหลุมปิโตรเลียมจะเกิดขึ้นเฉพาะในการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (3 Casing Strings) โดยการเจาะในชั้นหินยมหรือจากระดับความลึกประมาณ 1,000 เมตร ลงไปจนถึงระดับความลึก 3,500 เมตร จะเจาะหลุมขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง $12^{1}/_{4}$ นิ้ว และใส่ท่อกรุขนาด $9^{5}/_{8}$ นิ้ว การเจาะในขั้นนี้จะใช้ของเหลวจำพวกโคลนที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก หรือ Synthetic Based Mud (SBM) เป็นของเหลวช่วยเจาะ ซึ่งโคลนช่วยเจาะชนิด SBM

จะช่วยลดแรงเสียดทานในการเจาะ โดยสร้างแผ่นฟิล์มบางๆ ฉาบผนังบ่อ (Filter Cake) ทำให้ลดการสูญเสียของเหลวในระหว่างการเจาะ รวมถึงป้องกันการแลกเปลี่ยนระหว่างของเหลวภายในและภายนอกหลุมด้วย ส่งผลให้การเจาะทำได้เร็วขึ้น

2.5.3.6(3) การเจาะในช่วงล่างที่ผ่านแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

1) กรณีการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม (2 Casing Strings)

การเจาะในระดับความลึกประมาณ 1,000 เมตร จนถึงระดับความลึกเป้าหมาย ซึ่งหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ มีความลึกจริงในแนวหลุม (Measured Depth, MD) ลึกที่สุดประมาณ 4,464 เมตร จากผิวดิน โดยจะเจาะหลุมขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง $8^{1}/_{2}$ นิ้ว ไปจนถึงแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir) หรือที่ระดับความลึกเป้าหมาย (Target Depth)

2) กรณีการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (3 Casing Strings)

การเจาะในระดับความลึกประมาณ 3,500 เมตร จนถึงระดับความลึกเป้าหมาย ซึ่งหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ มีความลึกจริงในแนวหลุม (Measured Depth, MD) ลึกที่สุดประมาณ 5,033 เมตร จากผิวดิน โดยจะเจาะหลุมขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด $8^{1}/_{2}$ นิ้ว ไปจนถึงแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir) หรือที่ระดับความลึกเป้าหมาย (Target Depth)

การเจาะในขั้นนี้จะใช้โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM โดยเมื่อเจาะลงไปถึงแหล่งกักเก็บ อาจมีก๊าซหรือน้ำมันที่มีแรงดันพลุ่งสวนขึ้นมาทางปากบ่อ เนื่องจากมีความดันสูงขึ้นในทันทีทันใด ซึ่งถือว่าเป็นสภาวะที่เสี่ยงอันตราย ดังนั้น การเจาะแต่ละครั้งโครงการฯ จะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blow Out Preventer, BOP) (แสดงดัง**รูปที่ 2-94**) สวมที่ปากบ่อเหนือท่อโคลนที่ใช้ในการเจาะ ก่อนที่จะเริ่มการเจาะในช่วงล่างที่ผ่านแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม และทดสอบการทำงานของอุปกรณ์ใน BOP แต่ละชิ้น รวมถึงทดสอบแรงดันสูง เพื่อให้มั่นใจว่า BOP จะสามารถป้องกันการพลุ่งจากแหล่งกักเก็บได้ โดยการติดตั้ง BOP มีขั้นตอนโดยสังเขป ดังนี้

1. การติดตั้ง BOP จะเกิดขึ้นภายหลังการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงแรก โครงการฯ จะนำก้านเจาะในช่วงแรกออก ติดตั้งท่อกรุขนาด $9^{5}/_{8}$ นิ้ว พร้อมหัวหลุมเจาะ (wellhead) และทำการอัดซีเมนต์
2. เริ่มติดตั้งโดยการเคลื่อนย้าย BOP มาติดตั้งบนหัวหลุมเจาะที่อยู่ด้านล่างของ Rig Floor
3. ยึด BOP กับหัวหลุมเจาะหลุมด้วยการขันน็อตยึดระหว่างหน้าแปลนของ BOP กับหน้าแปลนของหัวหลุมเจาะ จำนวน 16 ตัว ตามแรงอัดที่กำหนดไว้
4. เชื่อมต่อ BOP กับชุดควบคุมการเปิดปิด
5. ทดสอบการทำงานของอุปกรณ์ใน BOP แต่ละชิ้น รวมถึงชุดควบคุมการเปิดปิด
6. ทดสอบแรงดันต่ออุปกรณ์ใน BOP แต่ละชิ้น เป็นเวลาประมาณ 15 นาทีต่อชิ้น เพื่อให้มั่นใจว่า BOP จะสามารถป้องกันการพลุ่งจากแหล่งกักเก็บได้
7. เริ่มเจาะหลุมปิโตรเลียมในช่วงล่าง และจะนำ BOP ออกเมื่อนำก้านเจาะในการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงล่าง ติดตั้งท่อกรุขนาด 7”
8. อัดซีเมนต์ และติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแรงดันจากหลุม ซึ่งจะติดตั้งภายในหัวหลุมเจาะ เพื่อเป็นการป้องกันไม่ให้มีการรั่วไหลของแรงดันในชั้นที่สอง

BOP มีโครงสร้างภายในคล้ายคีมขนาดใหญ่หลายตัว เรียกว่า Ram ทำหน้าที่ปิดหลุมป้องกันความดันสูงจากหลุมเจาะมิให้ทะลักออกสู่บรรยากาศภายนอก และถ้าความดันยังสูงมาก อาจไหลพลุ่งขึ้นมาทางก้านเจาะได้ โครงการฯ ก็จะใช้ Ram ตัวที่ 2 ซึ่งมีลักษณะเป็นรูปลิ่ม ตัดก้านเจาะให้ขาดออกจากกัน และมีแรงดันไฮดรอลิกดันลิ่มลงไปปิดรู ซึ่งสามารถอุดรูช่องว่างระหว่างหลุมปิโตรเลียมกับท่อเจาะได้ทันทีด้วยความดันสูงถึง 3,000 psig

นอกจากนี้ ในบริเวณหัวหลุมปิโตรเลียมจะติดตั้ง Fusible Plugs และ Subsurface Safety Valves เพื่อป้องกันการพลุ่ง และในแต่ละฐานหลุมผลิตจะติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมความดัน (Manifold) เพื่อใช้ในการปิดหลุมน้ำมันกรณีฉุกเฉิน



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-94 ตัวอย่าง Blow Out Preventer ของแท่นเจาะ GW-80

2.5.3.6(4) การหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Wireline logging)

การหยั่งธรณีหลุมเจาะ จะดำเนินการหลังจากเสร็จสิ้นการเจาะในช่วงล่างก่อนที่จะลงท่อกรุ โดยจะใช้อุปกรณ์ที่เรียกว่าเครื่องหยั่งธรณี ซึ่งจะเชื่อมติดกับสายเคเบิล และกว้านหย่อนลงไปในหลุมปิโตรเลียม เพื่อตรวจสอบคุณสมบัติทางฟิสิกส์ของชั้นหิน และของเหลวในชั้นหินทุกระดับที่เครื่องผ่านขึ้นมา ได้แก่ คุณสมบัติการต้านทานไฟฟ้า ความหนาแน่นของเนื้อหิน คุณสมบัติความเป็นกัมมันตรังสีของชั้นหิน เป็นต้น และในบางกรณีจะเก็บตัวอย่างของไหลจากชั้นหิน ซึ่งช่วยในการประเมินศักยภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้ว่ามีปิโตรเลียมหรือไม่ โดยดำเนินการตามเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1) กรณีที่ไม่พบปิโตรเลียม โครงการฯ จะปิดหลุมหรือสละหลุมนั้น ๆ และเจาะหลุมอื่นต่อไปตามแผน และถ้าหลุมผลิตทั้งหมดไม่ประสบผลสำเร็จ จะปิดหลุม/สละหลุม ตามแนวทางของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
2) กรณีที่พบปิโตรเลียม และข้อมูลศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่ศึกษาไม่เพียงพอ โครงการฯ จะทดสอบหลุมเพื่อตรวจสอบปริมาณปิโตรเลียมว่าหลุมเจาะปิโตรเลียมนั้น มีปริมาณปิโตรเลียมที่คุ้มค่าในเชิงพาณิชย์หรือไม่ต่อไป

สำหรับกรณีที่พบปิโตรเลียม และข้อมูลศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่ศึกษาเพียงพอ โครงการฯ จะเข้าสู่ระยะการผลิตปิโตรเลียมต่อไป

โดยการหยั่งธรณีหลุมเจาะ สามารถใช้ได้กับหลุมเอียงในระดับที่ไม่เกิน 45 องศา และเป็นวิธีการที่โครงการฯ เลือกนำมาใช้ เนื่องจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ โดยทั่วไปจะมีความลาดเอียงไม่เกิน 45 องศา เพราะหลุมเอียงที่มีองศาการเอียงมากกว่า 45 องศา จะทำให้ยากต่อการทำงาน

เครื่องหยั่งธรณีจะประกอบด้วยตัววัดค่าต่าง ๆ ที่สำคัญอย่างน้อย 3 ชนิด คือ ชนิดวัดค่ารังสีแกมมา วัดค่านิวตรอน และวัดค่าความต้านทานไฟฟ้า ซึ่งได้มีการใช้วัสดุกัมมันตรังสีหลักในการหยั่งธรณีหลุมเจาะ 2 ประเภท ได้แก่ 1. Density source คือ วัสดุกัมมันตรังสีไอโซโทป ซีเซียม – 137 และ 2. Neutron source คือ วัสดุกัมมันตรังสีไอโซโทป อะเมริเซียม เบอริเลียม – 241 การวัดรังสีแกมมาเพื่อตรวจสอบชนิดหิน โดยทั่วไปหากมีค่าต่ำแสดงว่าเป็นหินทราย ถ้าค่าสูงแสดงว่าเป็นหินดินดาน การวัดค่านิวตรอน โดยวัดปริมาณอนุภาคที่สะท้อนกลับ ซึ่งอนุภาคบางส่วนจะถูกดูดกลืนโดยไฮโดรเจนที่มีอยู่ในรูพรุนของชั้นหิน โดยทั่วไปถ้าค่าสูงแสดงว่าชั้นหินอาจมีน้ำหรือน้ำมันมาก ซึ่งหมายความว่ามีรูพรุนมาก ส่วนการวัดความต้านทานไฟฟ้า เครื่องจะปล่อยกระแสไฟฟ้าเข้าไปในชั้นหิน ของไหลที่อยู่ในชั้นหินจะแสดงตัวเป็นตัวต้านหรือนำไฟฟ้า โดยทั่วไปถ้าอ่านค่าได้ต่ำ ส่วนใหญ่จะเป็นชั้นน้ำ ถ้าค่าสูงอาจเป็นก๊าซหรือน้ำมัน ผลจากการหยั่งธรณี จะแสดงออกมาในรูปกราฟ ต้องนำมาแปลความหมาย เพื่อคำนวณหาสิ่งที่ต้องการ เช่น ชนิดของปิโตรเลียม ชนิดของหิน ความพรุน การอุ้มของเหลว ความซึมผ่านของชั้นหิน เพื่อทำให้ทราบชนิดของของเหลวว่าจะเป็นน้ำ น้ำมัน หรือก๊าซธรรมชาติ

ภายหลังเสร็จสิ้นกระบวนการหยั่งธรณีหลุมเจาะ จึงจะใส่ท่อกรุขนาด 7 นิ้ว ลงไปจนถึงก้นหลุมแล้วอัดซีเมนต์ผสมลงไประหว่างท่อกรุและผนังบ่อเพื่อหล่อผนังบ่อให้มีความแข็งแรง โดยจะเติม "Cement Spacer" ซึ่งเป็นของเหลวผสมจำพวก Surfactant ลงไปก่อนที่จะหล่อผนังบ่อด้วยซีเมนต์ เพื่อใช้ล้างคราบน้ำมันที่ติดอยู่ตามผนังของท่อ

กรุ และทำความสะอาดผนังท่อกรุ รวมทั้งเพื่อให้ Cement Spacer เข้าไปแทนที่และชะพาโคลนเจาะที่ตกค้างอยู่ก้นหลุม ผนังบ่อ และส่วนอื่น ๆ ออกมาภายนอก และรวบรวมไปเก็บในถังเก็บเพื่อนำไปคัดแยกและหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ต่อไป

ทั้งนี้ การเคลื่อนย้ายวัตถุกัมมันตรังสีที่ใช้ในการหยั่งธรณีหลุมเจาะเพื่อนำไปใช้งาน จะดำเนินการโดยผู้รับเหมาเจาะหลุมปิโตรเลียมของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด โดยนำวัสดุกัมมันตรังสีใส่ใน Temporary container ซึ่งสามารถป้องกันการแผ่รังสีได้ โดยใช้รถ Wireline truck ในการขนส่ง จากนั้นจะนำไปเก็บไว้ใน Temporary bunker ระหว่างรอการใช้งาน โดยมีการติดป้ายเตือนและสัญลักษณ์ทางรังสีที่บริเวณจัดเก็บชั่วคราว พร้อมทั้งกั้นพื้นที่และดำเนินการสุ่มสำรวจปริมาณรังสีโดยเครื่องมือสำรวจรังสี (Survey meter) เป็นประจำ ทั้งนี้ผู้รับเหมาเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ว่าจ้างจะจัดส่งรายงานปริมาณวัสดุกัมมันตรังสีที่จัดเก็บในประเทศไทยเป็นระยะ ต่อสำนักงานปรมาณูเพื่อสันติ รวมทั้งการรายงานการเคลื่อนย้ายวัสดุกัมมันตรังสีที่นำออกจากสถานที่จัดเก็บเพื่อนำไปใช้ที่สถานที่ปฏิบัติงานทุกเดือน

ส่วนการกำจัดซากของวัสดุกัมมันตรังสีไม่มีการดำเนินการในประเทศไทย ผู้รับเหมาจะดำเนินการเมื่อวัสดุกัมมันตรังสีนั้นมีอายุการใช้งานเกินค่าครึ่งที่ชีวิตที่กำหนดของแต่ละชนิด โดยอ้างอิงจากเอกสาร source certificate ซึ่งการกำจัดซากจะส่งกลับไปประเทศผู้ผลิตในต่างประเทศ เพื่อดำเนินการกำจัดซากต่อไป

ในกรณีที่มีวัสดุกัมตรังสีที่ตกค้างอยู่ในหลุมสำรวจปิโตรเลียม โครงการฯ จะต้องส่งจดหมายอิเล็กทรอนิกส์เพื่อแจ้งการเกิดเหตุไปยังสำนักงานปรมาณูเพื่อสันติ จากนั้นจะนำส่งแบบรายงานการดำเนินการเกี่ยวกับวัสดุกัมมันตรังสีที่ตกค้างอยู่ในหลุมสำรวจปิโตรเลียม พร้อมแนบเอกสารที่เกี่ยวข้อง ทั้งกรณีที่นำวัสดุกัมมันตรังสีขึ้นมาจากหลุมสำรวจปิโตรเลียมได้และกรณีที่ไม่สามารถนำขึ้นมาได้ อย่างไรก็ตาม การดำเนินงานที่ผ่านมา โครงการฯ ยังไม่เคยมีกรณีวัสดุกัมมันตรังสีตกค้างในหลุมแต่อย่างใด

2.5.3.6(5) การควบคุมหลุมเจาะ

เมื่อเจาะลงไปถึงแหล่งกักเก็บอาจมีก๊าซหรือน้ำมันที่มีแรงดันทะลักสวนขึ้นมาทางปากหลุมผลิต เนื่องจากมีความดันสูงขึ้นในทันทีทันใด ซึ่งถือว่าเป็นสภาวะที่เสี่ยงอันตราย การเจาะหลุมปิโตรเลียมแต่ละครั้งโครงการฯ ได้ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blow Out Preventer, BOP) (แสดงดัง**รูปที่ 2-94)** อุปกรณ์จะถูกสวมที่ปากบ่อเหนือท่อหลุมเจาะ เป็นระบบป้องกันการพลุ่งอีกชั้นหนึ่งในกรณีที่แรงดันภายในหลุมมีค่าเกินกว่าน้ำหนักกดของน้ำโคลน และยังทำหน้าที่ปิดหลุมเจาะในกรณีฉุกเฉินโดยจะป้องกันปิโตรเลียมจากหลุมเจาะพลุ่งทะลักออกสู่บรรยากาศภายนอก

โดยปกติหลุมเจาะมีลักษณะเป็นท่อที่ต่อลงไปยังแหล่งเก็บกักปิโตรเลียม และเมื่อมีเหตุผิดปกติในการควบคุมแรงดันที่ต้องการจะปิดท่อนี้ ก็จะไม่สามารถปิดได้ด้วยวาล์วลักษณะปกติ เพราะว่าในขณะที่ทำการเจาะหลุมอยู่นั้นจะมีก้านเจาะ (Drill String) สอดขวางอยู่ภายใน ส่วนใหญ่กรณีที่เกิดการพลุ่งของปิโตรเลียมภายในหลุมจะพลุ่งขึ้นมาตามช่องว่างรูปวงแหวน (Annulus) ระหว่างเส้นรอบวงภายนอกของก้านเจาะกับผนังภายในหลุม ซึ่งมีพื้นที่มากกว่าช่องว่างภายในก้านเจาะ และในกรณีที่เลวร้ายสุดจะต้องปิดช่องว่างทั้ง 2 นี้พร้อมกัน

อุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (BOP) นี้ มีโครงสร้างภายในหลากหลายรูปแบบเรียงตัวเป็นชั้น ๆ ตั้งแต่ 3 ชั้นถึง 6 ชั้น ขึ้นอยู่กับจุดประสงค์ในการปิดหลุม ชนิดแรก Blind Ram ใช้ปิดหลุมในกรณีที่ไม่มีก้านเจาะขวางอยู่ภายในหลุม ชนิดที่สอง Pipe Ram ใช้ปิดช่องว่างรูปวงแหวน (Annulus) ชนิดที่สาม Shear Ram ซึ่งมีลักษณะเป็นรูปลิ่มใช้ในกรณีที่มีก้านเจาะอยู่ภายในหลุมและในกรณีที่มีความดันไหลทะลักขึ้นมาทางก้านเจาะ โดยจะตัดก้านเจาะให้ขาดออกจากกัน ชิ้นส่วนเหล่านี้ทำจากวัสดุพิเศษที่มีความแข็งแรง ทำงานด้วยแรงดันไฮดรอลิกที่สูงถึง 5,000 psi

นอกจากนี้ ในบริเวณหัวหลุมเจาะจะติดตั้ง Fusible Plugs เพื่อใช้ปิดหลุมน้ำมันในกรณีฉุกเฉิน ซึ่งถ้าเกิดเหตุเพลิงไหม้ที่พนักงานไม่สามารถเข้าไปกดปุ่มให้อุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (BOP) ทำงานได้ Fusible Plugs ก็จะสั่งให้อุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (BOP) ทำงานโดยอัตโนมัติ เพื่อป้องกันการไหลทะลักของปิโตรเลียมออกสู่ภายนอก และการใช้น้ำโคลนและอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (BOP) ยังช่วยลดโอกาสเกิดการพลุ่งของน้ำมันในหลุมเจาะและช่วยลดโอกาสเกิดการติดไฟแบบ Jet Fire ได้ด้วย

2.5.3.6(6) การรื้อถอนและเคลื่อนย้ายแท่นเจาะ และการปรับสภาพพื้นที่หลังการเจาะ

เมื่อการเจาะหลุมปิโตรเลียมแล้วเสร็จ และได้เตรียมหลุมเพื่อรอการดำเนินการในขั้นต่อไปเรียบร้อยแล้ว แท่นเจาะและเครื่องจักร/อุปกรณ์ประกอบการเจาะทั้งหมด จะถูกรื้อถอนและขนย้าย (Rig Demobilization) ออกจากฐานหลุมผลิตไปยังฐานหลุมผลิตอื่นต่อไปตามตารางการเจาะที่กำหนด การรื้อถอนและขนย้ายจะใช้เวลาประมาณ 2 วัน

การรื้อถอนและเคลื่อนย้ายแท่นเจาะไปยังฐานหลุมผลิตต่อไป ผู้รับเหมาจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการปฏิบัติงานของเจ้าของโครงการฯ (Drilling Procedures and Standards S1 Concession) และมาตรฐานความปลอดภัยการใช้เส้นทาง (Land Transport Manual) อย่างเคร่งครัด มาตรการที่สำคัญ ได้แก่

- ตรวจวัดปริมาณก๊าซไฮโดรคาร์บอนบริเวณปากหลุม (Well Head Deck: WHD) เพื่อความปลอดภัยขณะเคลื่อนย้ายแท่นเจาะออกจากพื้นที่
- ปรับสภาพพื้นที่ภายในฐานหลุมผลิต ปิด/อุดช่องเปิดหลุม (Cellar) ด้วยตะแกรงหรือปิดทับด้วยทราย/ซีเมนต์ในกรณีสละหลุม รื้อถอนแท่นรองรับถังสารเคมี ปิดปากน้ำใต้ดิน

- ตรวจสอบสภาพความเรียบร้อยของฐานและสิ่งก่อสร้างต่าง ๆ ซ่อมแซมให้กลับคืนสู่สภาพเดิมเพื่อการใช้งานในอนาคตตามความเหมาะสม
- ทำความสะอาดพื้นที่ โดยเฉพาะบริเวณที่อาจได้รับการปนเปื้อน ได้แก่ ฐานรองรับแท่นเจาะ บ่อเก็บเศษดินเศษหินจากการเจาะ รางระบายน้ำรอบฐานหลุมผลิตซึ่งต้องระบายน้ำออกให้แห้ง ของเสียตกค้างต้องเก็บขนไปกำจัดตามมาตรฐานของโครงการฯ
- ล้อมรั้วและปิดประตูทางเข้าออกฐานหลุมผลิต จัดให้มีเจ้าหน้าที่เข้าตรวจสอบความเรียบร้อยทุกเดือน รวมถึงการแจ้งไปยังรถสูบน้ำเพื่อมาสูบน้ำออกจากบ่อเก็บกักเศษดินเศษหินจากการเจาะ
- ในกรณีปิดหลุมไว้ชั่วคราว เพื่อเตรียมทดสอบหลุมหรืออื่น ๆ จะจัดให้มีเจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยประจำฐานหลุมผลิต 24 ชั่วโมง เพื่อดูแลความเรียบร้อย

2.5.3.7 ชนิด ปริมาณ และองค์ประกอบของเหลวที่ใช้ในกระบวนการเจาะหลุมปิโตรเลียม

2.5.3.7(1) ชนิดของของเหลว/สารเคมีที่ใช้ในการเจาะ

(1) โคลนช่วยเจาะ

วัตถุประสงค์สำคัญของการใช้ของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการช่วยเจาะ สรุปได้ดังนี้

- เป็นตัวกลางนำเศษดินเศษหินขึ้นสู่ด้านบน
- ส่งกำลังและการหล่อลื่นลงไปให้กับหัวเจาะ
- ทำให้เกิดแรงดันไฮโดรสแตติก เพื่อป้องกันการยุบตัวของหลุม และป้องกันการไหลของของเหลวและก๊าซในชั้นหินเข้ามาในหลุม (ซึ่งอาจจะทำให้เกิดการพลุ่ง)
- ทำให้เศษวัสดุต่าง ๆ เช่น เศษหิน และแบไรต์ มีลักษณะแขวนลอยอยู่ในหลุม เพื่อรักษาแรงดันให้กดลงในหลุมในขณะที่ไม่มีการไหลเวียน เช่น ในขณะที่ต่อก้านเจาะ เป็นต้น

โคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ แบ่งเป็น 2 ประเภท ตามช่วงหลุม ดังนี้

1) การเจาะหลุมช่วงบน (ระดับผิวดินจนถึงระดับความลึกประมาณ 1,000 เมตร)

โครงการฯ เลือกใช้โคลนช่วยเจาะ 2 ประเภท ซึ่งขึ้นอยู่กับระดับความดันภายในหลุมเจาะ ได้แก่

1.1) น้ำธรรมชาติ ร้อยละ 100 ในกรณีที่หลุมปิโตรเลียมมีแรงดันภายในหลุมเจาะต่ำ

1.2) ของเหลวช่วยเจาะชนิด Water Based Mud (WBM) ส่วนประกอบมีเพียงน้ำธรรมชาติและเบนโทไนท์ ร้อยละ 90 และร้อยละ 10 ตามลำดับ ซึ่งการใช้ WBM แทนการใช้น้ำธรรมชาติช่วยลดการสูญเสียโคลนช่วยเจาะระหว่างการเจาะ และลดระยะเวลาระหว่างการเจาะได้มากกว่าในกรณีที่แรงดันภายในหลุมเจาะสูง

WBM เป็นโคลนช่วยเจาะ ซึ่งจะใช้เบนโทไนท์ประมาณ 4 ตัน/หลุม (อ้างอิงจากประสบการณ์ในการเจาะหลุมช่วงบนที่ผ่านมาของเจ้าของโครงการฯ พบว่า จะใช้เบนโทไนท์ประมาณ 4 ตัน/หลุม ในการเจาะที่ระดับความลึกประมาณ 1,000 เมตร) ในการเจาะช่วงบน น้ำที่ใช้เป็นส่วนผสมในการเจาะเป็นน้ำธรรมชาติจากบ่อน้ำใต้ดินบริเวณฐานหลุมผลิต ซึ่งมีระดับความลึกประมาณ 100 เมตร หรือมากกว่า ซึ่งจากข้อมูลบ่อน้ำบาดาลของชุมชนที่เจาะในบริเวณพื้นที่โครงการฯ

โครงการฯ จะจัดให้มีการตรวจวิเคราะห์คุณภาพน้ำไม่ให้เกินมาตรฐานคุณภาพน้ำใต้ดินก่อนนำมาใช้ในการเจาะ น้ำช่วยเจาะจะพักอยู่ในถัง (Mud Tank) ขนาด 72 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งจัดเตรียมไว้ในฐานหลุมผลิต อย่างเพียงพอ WBM จะถูกสูบผ่านหัวเจาะลงสู่หลุมผลิต ซึ่งเมื่อผสมกับดินโคลนภายในชั้นหิน จะมีลักษณะเป็นโคลนที่ใช้ในการเจาะตามธรรมชาติช่วยในการหล่อลื่นหัวเจาะ

คุณลักษณะของแร่เบนโทไนท์ตามมาตรฐานของสถาบันปิโตรเลียมอเมริกัน (American Petroleum Institute bentonite specification) เพื่อใช้เป็นของเหลวสำหรับเจาะ (Drilling Fluids) ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-25**

ตารางที่ 2-25 คุณลักษณะของแร่เบนโทไนท์ตามมาตรฐานของสถาบันปิโตรเลียมอเมริกัน (API Bentonite Specification)

คุณลักษณะ (Requirements)	เกณฑ์ที่กำหนด (Specification)
สมบัติทางแขวนลอย: ค่าที่อ่านได้จากหน้าปัดเครื่องวัดความหนืดที่อัตราเร็ว 600 รอบต่อนาที (Suspension properties)	ไม่น้อยกว่า 30
อัตราส่วนยีลด์พอยต์ต่อความหนืดพลาสติก (Yield point/plastic viscosity ratio)	ไม่เกิน 3
ส่วนที่กรองได้จากสารละลาย Bentonite ที่ความเข้มข้น 7.5 กรัมต่อน้ำ 100 ลูกบาศก์เซนติเมตร (Filtrate volume)	ไม่เกิน 15.0 ลูกบาศก์เซนติเมตร
ปริมาณสิ่งตกค้างขนาดใหญ่กว่า 75 ไมโครเมตร (Residue greater than 75 micrometers)	ไม่เกินร้อยละ 4.0 โดยน้ำหนัก
ความชื้น (Moisture)	ไม่เกินร้อยละ 10.0 โดยน้ำหนัก

ที่มา: เอกสารวิชาการเรื่อง “คุณลักษณะของแร่ ตามมาตรฐานการใช้งานและมาตรฐานการซื้อขายแร่ในตลาดแร่” กรมอุตสาหกรรมพื้นฐานและการเหมืองแร่ (2550)

2) การเจาะหลุมช่วงกลางและช่วงล่าง (ระดับความลึกตั้งแต่ 1,000 เมตร ถึงระดับความลึกเป้าหมาย (2,444 - 5,033 เมตร))

หลุมช่วงกลางและช่วงล่างที่มีการเจาะตั้งแต่ช่วง 1,000 เมตร ลงไปจนถึงชั้นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (2,444 - 5,033 เมตร) หรือการเจาะช่วงที่ต้องผ่านชั้นหินดินดานแข็ง โครงการฯ จะใช้โคลนที่ใช้ในการช่วยเจาะชนิด Synthetic Based Mud (SBM) ที่มีสารสังเคราะห์เป็นส่วนผสมพื้นฐาน ซึ่งเป็นโคลนที่มีความหนาแน่นสูง โดยมีส่วนผสมในรูปน้ำ และเกลือแคลเซียม ร้อยละ 20-22 เพื่อไม่ให้ชั้นหินดูดน้ำออกจาก SBM แล้วทำให้เกิดการบวมน้ำในชั้นหิน (Clay Swelling) ซึ่งจะส่งผลต่อความแข็งแรงของหลุมเจาะ (Wellbore stability) ซึ่งในขั้นตอนการเตรียมการเจาะจะต้องทำการผสมให้ได้คุณสมบัติที่เหมาะสมกับการเจาะ แสดงดัง**ตารางที่ 2-26**

ตารางที่ 2-26 คุณสมบัติของน้ำโคลนสังเคราะห์ (Synthetic Based Mud (SBM))

คุณสมบัติของน้ำโคลนสังเคราะห์	หน่วย	เกณฑ์ที่กำหนด
น้ำหนักโคลน (Mud weight)	-	: ค่าความถ่วงจำเพาะ (Specific Gravity; SG) 1.25-1.35
อัตราส่วนน้ำมันต่อน้ำ (Oil to water ratio)	-	: 75/25 ถึง 83/17
ปริมาณของเหลวที่ไหลผ่านตัวกรองภายใต้อุณหภูมิสูงและความดันสูง (High Temperature High Pressure (HTHP) filtrate)	มิลลิลิตร	: < 3
ความเสถียรของอีมัลชั่นใน SBM (Electrical stability)	โวลต์ (volt)	: > 700
ความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity)	เซนติพอยส์ (centipoise; cP)	: 15 – 25
ความหนืดของของไหลภายใต้อัตราเฉือนต่ำ (The Low End Rheology)	-	: 8-10 สำหรับหลุมเอียง 45 องศา (for well up to 45 degree)
	-	: 8-12 สำหรับหลุมเอียง 45-60 องศา (for well from 45-60 degree)
ค่าความแข็งแรงของเจล เมื่ออยู่ในภาวะหยุดนิ่ง 10 วินาที	-	: 10-20
ค่าความแข็งแรงของเจล เมื่ออยู่ในภาวะหยุดนิ่ง 10 นาที	-	: 20-30
ปูนขาวส่วนเกิน (Excess lime)	ส่วนในล้านส่วน (ppm)	: 1-2
แคลเซียมคลอไรด์ ($CaCl_2$)	ร้อยละ (%)	: 18 - 22
ปริมาณของแข็งมวลเบา	ส่วนในล้านส่วน (ppm)	: < 70

ที่มา : บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

องค์ประกอบและปริมาณการใช้ส่วนผสมต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะทั้ง 2 ชนิด แสดงดัง**ตารางที่ 2-27** สำหรับองค์ประกอบ ความเข้มข้น คุณสมบัติความเป็นพิษ ผลกระทบต่อสุขภาพและมาตรการความปลอดภัยในการใช้งานของโคลนช่วยเจาะ แสดงไว้ใน**ตารางที่ 2-28** โดยเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet: SDS) ของโคลนช่วยเจาะ เสนอไว้ใน**ภาคผนวก 2-2.1**

ตารางที่ 2-27 องค์ประกอบ และปริมาณการใช้โคลนช่วยเจาะ (ปริมาณต่อหลุม)

ส่วนผสม (ชื่อสามัญ)	ขนาด ต่อหน่วย	จำนวนหน่วยที่ใช้เฉลี่ยต่อหลุมเจาะ	ปริมาณการใช้เฉลี่ยต่อหลุม
โคลนช่วยเจาะชนิด Water Based Mud (WBM)			
เบนโทไนท์ (Bentonite (Aluminium Silicate))	1 ตันต่อถุง	4 ถุง	4 ตัน
โคลนช่วยเจาะชนิด Synthetic Based Mud (SBM)			
แบเรียมซัลเฟต (Barium Sulphate (Barite))	1 ตันต่อถุง	70 ถุง	70 ตัน
ออร์แกโนฟิลลิก เคลย์ (Organophilic Clay; (CONFI-GEL))	25 กิโลกรัมต่อกระสอบ	80 กระสอบ	2 ตัน
กิลโซไนท์ (Gilsonite; (CONFI-TROL GM))	25 กิโลกรัมต่อกระสอบ	160 กระสอบ	4 ตัน
อิมัลซิไฟเออร์ชนิดสูตรผสม (Formulated Blend of Emulsifier (CONFI-TEC P))	55 แกลลอนต่อถัง	6 ถัง	330 แกลลอน
ส่วนผสมของสารลดความตึงผิว (Blend of Surfactant; (CONFI-MUL S))	55 แกลลอนต่อถัง	6 ถัง	330 แกลลอน
กิลโซไนท์ในรูปสารละลาย (Gilsonite liquid; (CONFI-TROL F))	55 แกลลอนต่อถัง	3 ถัง	165 แกลลอน
แคลเซียมไฮดรอกไซด์ (Calcium Hydroxide)	25 กิโลกรัมต่อกระสอบ	160 กระสอบ	4 ตัน
แคลเซียมคลอไรด์ (Calcium Chloride; CaCl2)	1 ตันต่อถุง	4 ถุง	4 ตัน
ของเหลวสังเคราะห์ (Synthetic base fluid)	1 ลูกบาศก์เมตรต่อถัง	80 ถัง	80 ลูกบาศก์เมตร
แคลเซียมคาร์บอเนต ขนาด 5 ไมครอน (Calcium carbonate 5 micron (Opta carb 5))	1 ตันต่อถุง	4 ถุง	4 ตัน
แคลเซียมคาร์บอเนต ขนาด 50 ไมครอน (Calcium carbonate 50 micron (Opta carb 50))	1 ตันต่อถุง	4 ถุง	4 ตัน
แคลเซียมคาร์บอเนต ขนาด 150 ไมครอน (Calcium carbonate 150 micron (Opta carb 150))	1 ตันต่อถุง	2 ถุง	2 ตัน
กรดไขมันทอลล์ออยล์ (Tall oil fatty acid (CONFI-MOD))	55 แกลลอนต่อถัง	2 ถัง	110 แกลลอน

ที่มา : บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
1. แบเรียมซัลเฟต (Barium Sulphate)	DRILL-BAR M-I BAR	ผสมเพื่อให้น้ำโคลนมีความถ่วงจำเพาะสูงเพื่อสู้กับแรงดันของของไหลต่าง ๆ ในชั้นหิน	• อาจรบกวนต่อระบบทางเดินหายใจส่วนบน ถ้าหายใจเอาฝุ่นฟุ้งกระจายเข้าไป การสูดดมฝุ่นหรือไอควันของแบเรียมเข้าไปมากเกินไป อาจก่อให้เกิดโรคเยื่อจมูกอักเสบ ปวดศีรษะส่วนหน้า หายใจลำบาก เกิดการหดเกร็งของกล้ามเนื้อหลอดลม ภาวะหลั่งน้ำลายมาก และภาวะเบื่ออาหาร ผลกระทบในระยะยาว รวมถึงความผิดปกติในระบบประสาท และผลกระทบด้านลบต่อหัวใจ ระบบไหลเวียนโลหิต และระบบกล้ามเนื้อ การสูดดมเข้าไปเป็นจำนวนมาก อาจก่อให้เกิดภาวะฝุ่นจับปอดขั้นไม่รุนแรง	Barium Sulphate = 116,910 มก./ล.	**ค่า LC_{50} ต่อปลา** - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Barium Sulphate = 3.5 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง **ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน** - ค่า EC_{50} ของสาร Barium Sulphate = 32 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง	**ค่า LC_{50} ต่อปลา** - ค่า LC_{50} ต่อปลาม้าลาย (*Danio rerio*) ของสาร Barium Sulphate = 3.5 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[1] **ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน** - ค่า EC_{50} ต่อไรน้ำ (*Daphnia magna*) ของสาร Barium Sulphate = 32 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง[1]	- ถุงมือป้องกันสารเคมี - หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง/เครื่องช่วยหายใจแบบกรอง - แว่นตากันสารเคมี - เสื้อผ้าที่เหมาะสม	- รวบรวมใส่ถังขยะหรือถุงพลาสติก - ล้างบริเวณที่หกรั่วไหลด้วยน้ำ แต่ห้ามระบายทิ้งลงสู่ระบบระบายน้ำ	
2. ออร์กาโนฟิลลิกเคลย์ (Organophilic Clay)	CONFI-GEL VERSAGEL HT VG-PLUS	สารประกอบเพื่อเพิ่มความหนืดในหลุมขุดเจาะ	• อาจทำให้เกิดความเสียหายต่อสุขภาพหากหายใจเข้าไปโดยเฉพาะกระทบต่อปอด • การสูดดมและ / หรือกินอาจจะทำให้เกิดความเสียหายต่อสุขภาพ • อาจทำให้เกิดความรู้สึกติดขัดของระบบทางเดินหายใจ การหายใจเอาฝุ่นสารเคมีนี้เข้าไปอาจก่อให้เกิดภาวะหายใจลำบาก หายใจติดขัด และอาการไอ • หากเข้าตา จะก่อให้เกิดอาการระคายเคืองตา และดวงตาบวมแดง	Organophilic Clay =16,000 มก./ล. (มีความเข้มเข้มของ Gypsum = 124.7 มก./ล.)	**ค่า LC_{50} ต่อปลา** - ค่า LC_{50} ต่อปลา ของสาร Gypsum มีค่า LC_{50} > 79 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง	**ค่า LC_{50} ต่อปลา** - ค่า LC_{50} ต่อปลาชิวข้าวสารญี่ปุ่น (Japanese rice fish: *Oryzias latipes*) ของสาร Gypsum >79 มล./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[1]	- หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง/เครื่องช่วยหายใจแบบกรอง - สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - สวมแว่นตากันสารเคมี - สวมถุงมือป้องกัน เช่น ถุงมือผ้า หรือ ถุงมือยางชนิดบาง ร่วมกับการทาครีมป้องกันสารเคมี และสวมรองเท้าป้องกันสารเคมี - ล้างมือหลังจากการใช้สาร - สวมเอี๊ยม/ชุดป้องกันสารเคมี สารเคมี - ติดตั้งอุปกรณ์ล้างตาฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน	- ทำความสะอาดพื้นที่โดยเร็วที่สุด - ระวังการสัมผัสโดนผิวหนังและดวงตา - ใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล - กวาด และระวังการฟุ้งกระจายของฝุ่น หรือใช้เครื่องดูดฝุ่น - ภาชนะที่ใช้กำจัดของเสียต้องมีความเหมาะสม และติดฉลากสารเคมีทุกครั้งที่ล้างทำความสะอาดพื้นที่	

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต		อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
					ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ			
3. กิลโซไนท์ (Gilsonite)	CONFI-TROL GM VERSATROL M VERSATROL HT	สารประกอบเพื่อยับยั้งการสูญเสียของน้ำโคลนในชั้นหิน	• การหายใจเข้าไปอาจก่อให้เกิดการระคายเคืองต่อทางเดินหายใจ โดยเฉพาะการสูดดมไอระเหย อาจก่อให้เกิดอาการมึนศีรษะและภาวะสับหงก ร่วมกับภาวะง่วงหลับ ความตื่นตัวของร่างกายลดลง สูญเสียภาวะการตอบสนอง และอาการวิงเวียนศีรษะ • การสัมผัสถูกผิวหนัง ก่อให้เกิดการระคายเคือง • การกลืนกินเข้าไปในปริมาณมากอาจทำให้คลื่นไส้, ระคายเคืองปวดท้องและอาเจียน อาจสร้างความเสียหายต่อสุขภาพของแต่ละบุคคล โดยเฉพาะอย่างยิ่งที่ความเสียหายของอวัยวะ เช่น ตับ, ไต เป็นต้น • การสัมผัสถูกตา ก่อให้เกิดการระคายเคืองต่อดวงตา การสัมผัสถูกตาโดยตรง อาจจะก่อให้เกิดการระคายเคืองบาดเจ็บที่ดวงตา	Gilsonite = 12,470 มก./ล.	-	**<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - การกลั่น Gilsonite ที่อุณหภูมิ 1,370 องศาเซลเซียส และละลายในน้ำมันเบนซิน เป็นสารก่อมะเร็งในหนูใช้เวลา 3 ครั้ง เป็นเวลา 8 สัปดาห์ต่อเนื่อง	- หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง/เครื่องช่วยหายใจแบบกรอง - สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - สวมแว่นตากันสารเคมี - สวมถุงมือป้องกัน เช่น ถุงมือผ้า หรือ ถุงมือยางชนิดบางร่วมกับพื้นที่ปฏิบัติงาน - ทาครีมป้องกันผิวหนัง ล้างมือหลังจากการใช้สาร - สวมเอี๊ยม/ชุดป้องกันสารเคมี สารเคมี - ติดตั้งอุปกรณ์ล้างตาฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน - การทาครีมป้องกันสารเคมีและสวมรองเท้าป้องกันสารเคมี	- ทำความสะอาดพื้นที่โดยเร็วที่สุด เคลื่อนย้ายคนหรือผู้ไม่เกี่ยวข้องออกจากบริเวณที่สารหกหรือรั่วไหล หากไม่สามารถควบคุมการฟุ้งกระจายของฝุ่นได้ให้สวมอุปกรณ์ป้องกันระบบทางเดินหายใจ สวมถุงมือและแว่นตานิรภัยที่เหมาะสม - ใช้น้ำล้างบริเวณที่สารปนเปื้อนและป้องกันไม่ให้น้ำที่ล้างไหลลงสู่ท่อระบายน้ำ หลังจากทำความสะอาดแล้วซักล้างเสื้อผ้าและอุปกรณ์ที่ใช้ป้องกันก่อนเก็บหรือใช้อีกครั้ง	

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
4. อิมัลซิไฟเออร์ชนิดสูตรผสม (Formulated Blend of Emulsifier)	CONFI-TEC P SUREMUL EH	สารประกอบอิมัลซิไฟเออร์ขั้นต้นที่ทำหน้าที่ละลายน้ำมันกับน้ำในน้ำโคลน	• การหายใจเข้าไปอาจก่อให้เกิดความรุนแรงจะเพิ่มสูงขึ้น ที่อุณหภูมิสูง แต่โดยปกติจะไม่มีความเป็นพิษ เนื่องจากคุณลักษณะของสารเคมีนี้ไม่ระเหยกลายเป็นไอได้ง่าย การหายใจเอาละอองน้ำมัน หรือละอองของเหลว อาจก่อให้เกิดอาการระคายเคือง และอาจก่อให้เกิดโรคปอดอักเสบจากสารเคมีได้ • การสัมผัสสารเคมีนี้ในรูปของเหลวถูกผิวหนัง อาจไปทำลายชั้นไขมันของผิวหนัง ก่อให้เกิดอาการผิวหนังอักเสบ • การกลืนกินเข้าไปในปริมาณมากอาจทำให้คลื่นไส้, ระคายเคืองปวดท้องและอาเจียน อาจสร้างความเสียหายต่อสุขภาพของแต่ละบุคคล โดยเฉพาะอย่างยิ่งที่ความเสียหาย • ของอวัยวะ เช่น ตับ ไต เป็นต้น • การสัมผัสถูกตา โดยปกติจะไม่ก่อให้เกิดการระคายเคืองต่อดวงตา แต่หากเกิดการสัมผัสถูกตาโดยตรง อาจจะก่อให้เกิดการระคายเคือง บาดเจ็บที่ดวงตา น้ำตาไหล และเยื่อตาเป็นสีแดง	Formulated Blend of Emulsifier = 15,160 มก./ล. (มีความเข้มข้นของ Tall oil fatty acid amides/ maleic anhydride ระหว่าง 8,338-9,854 มก./ล. Distillates, petroleum, light, hydrotreated = 3,790-5,306 มก./ล. Dipropylene glycol monomethyl ether = 758-2,274 มก./ล.)	<u>ค่า LC_{50} ต่อปลา</u> - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Tall oil fatty acid amides/ maleic anhydride > 100 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Distillates, petroleum, light, hydrotreated = 2.2 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Dipropylene glycol monomethyl ether >1,000 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง	<u>ค่า LC_{50} ต่อปลา</u> - ค่า LC_{50} ต่อปลา Rainbow trout (*Oncorhynchus mykiss*) ของสาร Tall oil fatty acid amides/ maleic anhydride > 100 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[1] - ค่า LC_{50} ต่อปลา *Lepomis macrochirus* ของสาร Distillates, petroleum, light, hydrotreated = 2.2 มก/ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[2] - ค่า LC_{50} ต่อปลาหางนกยูง (Guppy: *Poecilia reticulate*) ของสาร Dipropylene glycol monomethyl >1,000 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[1]	- หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง - สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - สวมแว่นตากันสารเคมี - สวมถุงมือป้องกันสารเคมี เช่น พีวีซี ถุงมือยางที่มีน้ำหนักเบา - สวมรองเท้าความปลอดภัย เช่น รองเท้ายาง กันสารเคมี	- เก็บสิ่งที่สามารถติดไฟได้ออกจากบริเวณที่มีการหกหรือรั่วของสาร - ทำความสะอาดพื้นที่โดยเร็วที่สุด - หลีกเลี่ยงการหายใจเอาไอระเหยของสารเข้าร่างกาย ระวังการสัมผัสโดนผิวหนังและดวงตา - ใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล - เมื่อมีการรั่วไหล ดูดซับด้วยทราย ดิน หรือวัสดุที่มีเฉื่อย - ทำความสะอาดภาชนะที่ใช้กำจัดของเสีย และติดฉลากสารเคมีทุกครั้ง เพื่อแสดงข้อมูลด้านความปลอดภัยของสารเคมีนั้น ๆ ก่อนนำไปกำจัดต่อไป	

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
5. ส่วนผสมสารลดความตึงผิว (Blend of Surfactant)	CONFI MUL S VERSACOAT IC	สารประกอบอิมัลซิไฟเออร์ลำดับสองที่ทำหน้าที่ละลายน้ำมันกับน้ำในน้ำโคลน	• เป็นสารไวไฟ เป็นอันตรายต่อร่างกายหาก สูดดม กลืนกิน หรือ สัมผัสกับผิวหนัง • การหายใจเอาไอระเหยเข้าไปอาจทำให้เกิดอาการมึนงงและอาการวิงเวียนศีรษะ ร่วมกับภาวะง่วงหลับ การตื่นตัวของร่างกายลดลง การสูญเสียระบบการตอบสนองและระบบการประสานงานของร่างกาย และเกิดอาการเวียนศีรษะ • การสัมผัสถูกผิวหนังโดยตรงอาจทำให้ผิวหนังเกิดการระคายเคือง • การสัมผัสถูกตา อาจทำให้เกิดการระคายเคืองที่ดวงตา หากสัมผัสเป็นระยะเวลานาน อาจทำให้เกิดตาบวมแดงชั่วคราว สาตาพร่าเลือนชั่วขณะ และอาจเกิดภาวะแผลเปื่อยที่ดวงตาชั่วคราว	Blend of Surfactant = 12,130 มก./ล. (มีความเข้มข้นของ Tall oil fatty acid amides/ maleic anhydride ระหว่าง 9,097.5-10,310.5 มก./ล.)	**ค่า LC_{50} ต่อปลา** - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Tall oil fatty acid amides/ maleic anhydride มีค่า LC_{50} > 100 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง	**ค่า LC_{50} ต่อปลา** - ค่า LC_{50} ต่อปลา Rainbow trout (*Oncorhynchus mykiss*) ของสาร Tall oil fatty acid amides/ maleic anhydride > 100 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[1]	- เลือกชนิดและระดับของหน้ากากป้องกันแก๊สพิษขึ้นอยู่กับระดับของการหายใจในบริเวณที่ปนเปื้อนและธรรมชาติการปนเปื้อนของสารเคมี - สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - สวมแว่นตากันสารเคมี - สวมถุงมือป้องกัน เช่น ถุงมือ PVC และสวมรองเท้ายางป้องกันสารเคมี - ทาครีมป้องกันผิวหนัง ล้างมือหลังจากการใช้สาร - สวมเอี๊ยม/ชุดป้องกันสารเคมี สารเคมี	- เก็บสิ่งที่สามารถติดไฟได้ออกจากบริเวณที่มีการหกหรือรั่วของสาร ทำความสะอาดพื้นที่โดยเร็วที่สุด - หลีกเลี่ยงการหายใจเอาไอระเหยของสารเข้าร่างกาย - ระวังการสัมผัสโดนผิวหนังและดวงตา - ใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล - เมื่อมีการรั่วไหล ดูดซับด้วยทราย ดิน วัสดุที่มีความเฉื่อย หรือเวอร์มิคิวไลท์ - ทำความสะอาดภาชนะที่ใช้กำจัดของเสีย และติดฉลากสารเคมีทุกครั้ง เพื่อแสดงข้อมูลด้านความปลอดภัยของสารเคมีนั้น ๆ ก่อนนำไปกำจัดต่อไป	

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
6. แคลเซียมไฮดรอกไซด์ (Calcium Hydroxide)	Lime	เพื่อให้น้ำโคลนมีสภาพความหนืด ที่เหมาะสมในการขุดเจาะ	• การหายใจเข้าไปในรูปฝุ่นสารเคมี จะก่อให้เกิดการระคายเคือง แต่อาจเกิดปฏิกิริยาตอบสนองในอีกหลายชั่วโมงต่อมา • การสัมผัสทางผิวหนังจะก่อให้เกิดการระคายเคืองระดับปานกลาง และอาจก่อให้เกิดผิวหนังแห้ง ซึ่งอาจนำไปสู่อาการผิวหนังอักเสบ หากรับสัมผัสเป็นเวลานาน อาจทำให้เกิดแผลพุพองหรือผิวหนังไหม้ • การกลืนหรือกินเข้าไปในปริมาณมาก ทำให้ปวดท้อง • การสัมผัสถูกตาจะก่อให้เกิดการระคายเคืองตาเป็นอย่างมาก ทำให้เกิดอาการปวดตาและภาวะตาแดงอย่างรุนแรง อาจเกิดการบาดเจ็บที่กระจกตา ซึ่งส่งผลต่อการมองเห็นอย่างถาวร หากไม่ได้รับการรักษาอย่างถูกต้องและทันที	Calcium Hydroxide = 6,360 มก./ล.	**ค่า LC_{50} ต่อปลา** - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Calcium Hydroxide มีค่า LC_{50} = 33.9 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง **ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน** - ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียนของสาร Calcium Hydroxide = 49.1 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง	**ค่า LC_{50} ต่อปลา** - ค่า LC_{50} ต่อปลาดุกแอฟริกา (*Clarias gariepinus*)[1] ของสาร Calcium Hydroxide = 50.6 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง **ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน** - ค่า EC_{50} ต่อไรแดง (*Daphnia magna*) ของสาร Calcium Hydroxide = 49.1 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง (1)	- หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง - สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง, หรือหน้ากากป้องกันสารเคมีเมื่อจำเป็น - สวมถุงมือป้องกัน เช่น ถุงมือหนัง ถุงมือผ้าฝ้ายหรือถุงมือพีวีซีและสวมรองเท้าป้องกัน - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All)	- ระมัดระวังไม่ให้ดวงตาหรือผิวหนังสัมผัสกับสารโดยตรง กวาดขณะแห้ง ส่งไปกำจัด - รวบรวมใส่ในถุงพลาสติกโพลีเอธิลีนที่ติดฉลาก - ทำความสะอาดบริเวณที่ปนเปื้อนด้วยน้ำในปริมาณมาก และป้องกันไม่ให้น้ำที่ปนเปื้อนไหลลงสู่ระบบสุขาภิบาล, ดิน หรือ สิ่งแวดล้อม - ทำความสะอาดเสื้อผ้าและเครื่องมือที่ใช้ทำความสะอาดก่อนนำมาใช้ใหม่	

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต		อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
					ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ			
7. แคลเซียมคลอไรด์ (Calcium Chloride)	Calcium Chloride	เพื่อจำกัดการซึมผ่านของน้ำระหว่างน้ำโคลนกับชั้นหิน เพื่อไม่ให้ชั้นหิน เกิดการบวมน้ำ ซึ่งอาจเป็นสาเหตุให้ ก้านเจาะติดหล่มโคลนในหลุมเจาะได้	• การหายใจเข้าไป ในผู้ที่มีความผิดปกติของระบบทางเดินหายใจ ผู้ที่ป่วยด้วยโรคทางเดินหายใจ หรือผู้ที่ป่วยด้วยภาวะมีอากาศในเนื้อเยื่อหรือโรคหลอดลมอักเสบเรื้อรัง อาจทำให้อาการของโรคกำเริบมากยิ่งขึ้น • การสัมผัสทางผิวหนัง เชื่อกันว่าไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อร่างกาย • การกลืนหรือกินเข้าไป ทำให้เกิดอันตรายได้ • การสัมผัสถูกตา จะก่อให้เกิดการระคายเคืองตาอย่างรุนแรง ดวงตาบวมแดงและมีอาการปวดตา อาจก่อให้เกิดแผลที่กระจกตา ส่งผลทำให้สายตาพร่าเลือนถาวร หากไม่ได้รับการรักษาอย่างถูกต้องและเพียงพอ	Calcium Chloride = 24,000 มก./ล.		**<u>ค่า LC_{50} ต่อปลา</u>** - ค่า LC_{50} ต่อปลาทอง Goldfish (*Carassius auratus*) ของสาร Calcium Chloride = 3 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[(1)] **<u>ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน</u>** - EC_{50} ต่อไรน้ำ (*Daphnia magna*) ของสาร Calcium Chloride = 52 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง[(1)] **<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (กระต่าย): LD_{50} > 1,384 มก./กก. - ทางปาก (หนู): LD_{50} > 1,000 มก./กก.	- หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง - แว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - ถุงมือ PVC ชนิดป้องกันสารเคมี - ผ้ากันเปื้อน PVC ชนิดป้องกันสารเคมี - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All) - รองเท้าบู๊ทป้องกันสารเคมี	- เก็บส่วนที่หกรั่วไหลในภาชนะบรรจุที่ปิดมิดชิดเพื่อนำไปกำจัด และให้เคลื่อนย้ายออกจากบริเวณที่มีการหกรั่วไหลใช้วัสดุดูดซับ เช่น ทราย ผ้า ฯลฯ - ป้องกันการหกรั่วไหลสู่แหล่งน้ำสาธารณะ ระบายอากาศ - ล้างบริเวณสารหกรั่วไหลหลังจากสารเคมีถูกเก็บกวาดเรียบร้อยแล้ว - สวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสม ขณะทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
8. กิลโซไนท์ในรูปสารละลาย (Gilsonite liquid)	CONFI-TROL F	สารประกอบเพื่อยับยั้งการสูญเสียของน้ำโคลนในชั้นหิน	• การหายใจเข้าไปอาจก่อให้เกิดการระคายเคืองต่อทางเดินหายใจ • การสัมผัสถูกผิวหนัง ก่อให้เกิดการระคายเคือง • การกลืนกินเข้าไป อาจทำให้คลื่นไส้, ระคายเคืองช่องท้อง ปวดท้องและอาเจียน • การสัมผัสถูกตา ก่อให้เกิดการระคายเคืองต่อดวงตา การสัมผัสถูกตาโดยตรง อาจจะก่อให้เกิดการระคายเคือง บาดเจ็บ	Gilsonite liquid = 3,000 มก./ล.	**<u>ค่า LC_{50} ต่อปลา</u>** - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Maleic anhydride = 31.542 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Rosin, Maleated = 4.8 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง **<u>ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน</u>** - ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน ของสาร Maleic anhydride มีค่า EC_{50} = 42.81 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง - ของสาร Rosin, Maleated มีค่า EC_{50} = 16 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง **<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** ทางผิวหนัง (กระต่าย): LD_{50} > 5,000 มก./กก. ทางปาก (หนู): LD_{50} > 1,000 มก./กก.	**<u>ค่า LC_{50} ต่อปลา</u>** - ค่า LC_{50} ต่อปลา *Lepomis macrochirus* ของสาร Maleic anhydride = 31.54 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[3] - ค่า LC_{50} ต่อปลาม้าลาย (Zebra fish: *Danio rerio*) ของสาร Rosin, Maleated = 4.8 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[1] **<u>ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน</u>** - ค่า EC_{50} ต่อไรแดง (*Daphnia magna*) ของสาร Maleic anhydride = 42.81 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง - ค่า EC_{50} ต่อไรแดง (*Daphnia magna*) ของสาร Rosin, maleated = 16 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง[1] -	- หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง - สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - สวมแว่นตากันสารเคมี - สวมถุงมือป้องกัน เช่น ถุงมือผ้า หรือ ถุงมือยางชนิดบางร่วมกับพื้นที่ปฏิบัติงาน - ทาครีมป้องกันผิวหนัง ล้างมือหลังจากการใช้สาร - สวมชุดป้องกันสารเคมีเอี๊ยมกันสารเคมี - ติดตั้งอุปกรณ์ล้างตาฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน - การทาครีมป้องกันสารเคมีและสวมรองเท้าป้องกันสารเคมี	- เก็บสิ่งที่สามารถติดไฟได้ออกจากบริเวณที่มีการหกหรือรั่วของสาร - ทำความสะอาดพื้นที่โดยเร็วที่สุด - หลีกเลี่ยงการหายใจเอาไอระเหยของสารเข้าร่างกาย ระวังการสัมผัสโดนผิวหนังและดวงตา - ใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล - เมื่อมีการรั่วไหล ดูดซับด้วยทราย ดิน วัสดุที่มีความเฉื่อย หรือเวอร์มิคิวไลท์ - ทำความสะอาดบริเวณที่ปนเปื้อนด้วยน้ำในปริมาณมาก และป้องกันไม่ให้น้ำที่ปนเปื้อนไหลลงสู่ระบบสุขาภิบาล, ดิน หรือ สิ่งแวดล้อม - ทำความสะอาดภาชนะที่ใช้กำจัดของเสีย และติดฉลากสารเคมีทุกครั้ง เพื่อแสดงข้อมูลด้านความปลอดภัยของสารเคมีนั้น ๆ ก่อนนำไปกำจัดต่อไป	

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
9. ของเหลวสังเคราะห์ (Synthetic based fluid)	SARALINE-185V SARAPAR-147	เป็นน้ำมันพื้นฐานที่เป็นไฮโดรคาร์บอนที่มีอะโรมาติกส์ต่ำเป็นของเหลวหลักที่ใช้ในการเจาะ	• การหายใจเอาไอระเหยเข้าไปอาจก่อให้เกิดอาการมึนศีรษะและอาการสัปหงก ร่วมกับภาวะง่วงหลับ การตื่นตัวของร่างกายลดลง การสูญเสียระบบการตอบสนองและระบบการประสานงานของร่างกาย และเกิดอาการเวียนศีรษะ • ผลกระทบเฉียบพลันจากการหายใจเอาไอระเหยเข้าไป อาจก่อให้เกิดอาการระคายเคืองหลอดลม รวมถึง การไอ คลื่นไส้ เกิดการกดทับระบบประสาทส่วนกลาง ซึ่งแสดงออกมาด้วยอาการปวดศีรษะและมึนศีรษะ ปฏิกิริยาการตอบสนองช้าลง มีอาการเหนื่อยล้า • การกลืนสารเคมีในรูปของเหลวทำให้เกิดการอาเจียน และอาจมีบางส่วนของเศษอาเจียนตกเข้าไปถึงปอด ทำให้เกิดความเสี่ยงต่อการเกิดเลือดออกในปอด ปอดบวมน้ำ ซึ่งนำไปสู่ภาวะปอดอักเสบจากสารเคมี	Synthetic based fluid = 668,430 มก./ล. (มีความเข้มข้นของ Barium sulfate ระหว่าง 200,529-635,009 มก./ล.)	**<u>ค่า LC_{50} ต่อปลา</u>** - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Barium sulfate > 3.5 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง **<u>ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน</u>** - ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน ของสาร Barium sulfate = 32 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง	**<u>ค่า LC_{50} ต่อปลา</u>** - ค่า LC_{50} ต่อปลาม้าลาย (*Danio rerio*) ของสาร Barium sulfate > 3.5 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[1] **<u>ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน</u>** - ค่า EC_{50} ต่อไรแดง (Daphnia magna) ของสาร Barium sulfate = 32 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง[1]	- หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง/เครื่องช่วยหายใจแบบกรอง - สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - สวมแว่นตากันสารเคมี - สวมถุงมือป้องกัน เช่น ถุงมือผ้า หรือ ถุงมือยางชนิดบางร่วมกับพื้นที่ปฏิบัติงาน - สวมเอี๊ยม/ชุดป้องกันสารเคมี สารเคมี	- เก็บสิ่งที่สามารถติดไฟได้ออกจากบริเวณที่มีการหกหรือรั่วของสาร ทำความสะอาดพื้นที่โดยเร็วที่สุด - หลีกเลี่ยงการหายใจเอาไอระเหยและสัมผัสกับผิวหนังและดวงตา - เมื่อมีการรั่วไหล ดูดซับด้วยทราย ดิน วัสดุที่มีความเฉื่อย หรือเวอร์มิคิวไลท์ - ป้องกันการปนเปื้อนลงดิน/แหล่งน้ำโดยทำคันดิน/ทรายกั้นโดยรอบดูดซับด้วยทราย หรือวัสดุดูดซับรวบรวมใส่ภาชนะปิดมิดชิด	

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต		อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
					ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ			
9. ของเหลวสังเคราะห์ (Synthetic based fluid) (ต่อ)	(ต่อ)	(ต่อ)	• การรับประทานสารประกอบปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน อาจก่อให้เกิดอาการระคายเคืองต่อหลอดอาหาร คอหอย กระเพาะอาหาร และลำไส้เล็ก พร้อมอาการบวมน้ำ แผลเปื่อยที่เยื่อบุเมือก อาการยังรวมถึง การแสบร้อนภายในปากและลำคอ การรับประทานเข้าไปในปริมาณมาก อาจก่อให้เกิดภาวะง่วงหลับพร้อมกับอาการคลื่นไส้ อ่อนแรง มึนงง • หายใจสั้นและช้าลง ช่องท้องบวม หมดสติ และชัก การบาดเจ็บที่กล้ามเนื้อหัวใจอาจทำให้เกิดภาวะหัวใจเสียจังหวะ การสั่นของหัวใจห้องล่าง และเกิดการเปลี่ยนแปลงคลื่นไฟฟ้าหัวใจ อาจเกิดการกดทับระบบประสาทส่วนกลาง • สารประกอบไฮโดรคาร์บอนอะโรมาติกส์ต่ำ อาจทำให้เกิดอาการชาอย่างเฉียบพลัน บริเวณตุ่มรับรสของลิ้น ทำให้เกิดอาการลิ้นชา ไร้ความรู้สึก การหายใจเข้าปอด อาจทำให้เกิดการไอ ขย้อน ภาวะปอดอักเสบจากสารเคมี ปอดบวมน้ำ และเลือดออกในช่องปอด • การสัมผัสโดยตรงกับผิวหนัง ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบด้านลบต่อสุขภาพ • การสัมผัสถูกตา อาจทำให้เกิดอาการระคายเคืองชั่วคราว	(ต่อ)	(ต่อ)	(ต่อ)	(ต่อ)	(ต่อ)	(ต่อ)

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
10. แคลเซียมคาร์บอเนต (Calcium Carbonate)	OPTA-CARB All Grades	สารเคมีใช้เพื่อป้องกันการสูญเสียน้ำโคลนในหลุมเจาะ	• ไม่ก่อให้เกิดอันตราย จากการหายใจเข้าไป เนื่องจากคุณลักษณะของสารเคมีนี้ ไม่เกิดระเหยกลายเป็นไอ • การสัมผัสทางผิวหนัง หากได้รับสัมผัสเป็นระยะเวลายาวนาน จะก่อให้เกิดอาการผิวหนังอักเสบ โดยแสดงอาการออกมาในลักษณะผิวหนังเป็นผื่นแดง ผิวหนังชั้นนอกบวมพอง • กลืนหรือกินเข้าไปในปริมาณมาก ทำให้เกิดการระคายเคืองระบบทางเดินอาหาร ทำให้เกิดอาการคลื่นไส้และอาเจียน • การสัมผัสถูกตาจะก่อให้เกิดการระคายเคือง ดวงตาบวมแดง	Calcium Carbonate = 21,000 มก./ล.	<u>ค่า LC_{50} ต่อปลา</u> - ค่า LC_{50} ต่อปลาของสาร Calcium Carbonate > 56,000 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง <u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u> - ทางปาก (หนู): LD_{50} = 6,450 มก./กก. - ทางตา (กระต่าย): 0.75 มก./ 24 ชม. ทำให้เกิดการระคายเคืองรุนแรง - ทางผิวหนัง (กระต่าย): 500 มก./ 24 ชม. ทำให้เกิดการระคายเคืองปานกลาง	<u>ค่า LC_{50} ต่อปลา</u> - ค่า LC_{50} ต่อปลา Western Mosquitofish (Gambusia affinis) ของสาร Calcium Carbonate >56,000 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง[(2)]	- สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - สวมแว่นตากันสารเคมี - สวมถุงมือป้องกัน เช่นถุงมือผ้า หรือ ถุงมือยางชนิดบางร่วมกับพื้นที่ปฏิบัติงาน - ค่าการออกแบบระบบในระยะทดสอบหลุม - ติดตั้งอุปกรณ์ล้างตาฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน	- เก็บส่วนที่หกรั่วไหลในภาชนะบรรจุที่ปิดมิดชิดเพื่อนำไปกำจัด และให้เคลื่อนย้ายออกจากบริเวณที่มีการหกรั่วไหล - ใช้วัสดุดูดซับ เช่น ทราย ผ้า ฯลฯ - ป้องกันการหกรั่วไหลสู่แหล่งน้ำสาธารณะ ระบายอากาศ - ล้างบริเวณสารหกรั่วไหลหลังจากสารเคมีถูกเก็บกวาดเรียบร้อยแล้ว - สวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสม	

ตารางที่ 2-28 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโคลนช่วยเจาะ (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า*	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเข้มข้นที่ใช้ (มก./ล.)	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากเอกสาร SDS	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต ข้อมูลจากการอ้างอิงอื่น ๆ	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification ตามระบบ NFPA 704
11. กรดไขมันทอลล์ออยล์ (Tall oil fatty acid)	CONFI-MOD	สารประกอบใช้เพิ่มความหนืดให้กับน้ำโคลน	• ไม่ก่อให้เกิดอันตราย จากการหายใจเข้าไป เนื่องจากคุณลักษณะของสารเคมีนี้ ไม่เกิดระเหยกลายเป็นไอ • การสัมผัสทางผิวหนัง ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบด้านลบต่อสุขภาพ หรือก่อให้เกิดอาการระคายเคือง ภายหลังการรับสัมผัส • กลืนหรือกินเข้าไปในปริมาณมาก ทำให้เกิดการระคายเคืองระบบทางเดินอาหาร ทำให้เกิดอาการคลื่นไส้และอาเจียน • การสัมผัสถูกตาจะก่อให้เกิดการระคายเคืองตาชั่วคราว น้ำตาไหล เกิดการบวมแดงที่เยื่อบุตา	Tall oil fatty acid = 6,000 มก./ล.	**<u>ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน</u>** - ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน ของสาร Tall oil fatty acid มีค่าเท่ากับ ≥ 1,000 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง **<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} > 10,000 มก./กก. - ทางปาก (หนู): LD_{50} = 7,600 มก./กก.	**<u>ค่า EC_{50} ต่อครัชเตเชียน</u>** - ค่า EC_{50} ต่อไรแดง (*Daphnia magna*) ของสาร Tall oil fatty acid ≥ 1,000 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง(4)	- สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - สวมแว่นตากันสารเคมี - สวมถุงมือป้องกันทั่วไป เช่น ถุงมือยางที่มี น้ำหนักเบา - สวมถุงมือป้องกันสารเคมี เช่น พีวีซี - สวมรองเท้าความปลอดภัย เช่น รองเท้ายาง กันสารเคมี	- เก็บสิ่งที่สามารถติดไฟได้ออกจากบริเวณที่มีการหกหรือรั่วของสารเคมี - ทำความสะอาดพื้นที่โดยเร็วที่สุด - หลีกเลี่ยงการหายใจเอาไอระเหยของสารเข้าร่างกาย - ระวังการสัมผัสโดนผิวหนังและดวงตา - ใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล - เมื่อมีการรั่วไหล ดูดซับด้วยทราย ดิน หรือเวอร์มิคิวไลท์ - ทำความสะอาดภาชนะที่ใช้กำจัดของเสีย และติดฉลากสารเคมีทุกครั้ง เพื่อแสดงข้อมูลด้านความปลอดภัยของสารเคมีนั้น ๆ ก่อนนำไปกำจัดต่อไป	

ที่มา: รวบรวมจากเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (SDS) โดย บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

(1) http://echa.europa.eu/information-on-chemicals/registered-substances?p_p_id=dissregisteredsubstances_WAR_dissregsubsportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode =view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_dissregisteredsubstances_WAR_dissregsubsportlet_javax.portlet.action=dissRegisteredSubstancesAction

(2) https://cfpub.epa.gov/ecotox/quick_query.htm

(3) EPIWIN Suit V3.12 aquatic toxicity

(4) http://www.ecy.wa.gov/beyondwaste/pdf/EUR_22481_EN.pdf

(5) PARCOM (1995)

(6) OECD 203 (2002)

(7) OECD 201, PARCOM ISO 10253 (2002)

(8) U.S EPA (2003)

(2) ของเหลวที่ใช้ผสมเพื่อเพิ่มความแข็งแรงให้แก่ผนังบ่อหรือซีเมนต์

นอกจากของเหลว/สารเคมีหลักที่ใช้ในกระบวนการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ แล้ว โครงการฯ ยังมีของเหลวที่ใช้ผสมเพื่อเพิ่มความแข็งแรงให้แก่ผนังบ่อหรือซีเมนต์ ดังนี้

1) ซีเมนต์ผสม

ใช้ป้องกันการพังทลายของหลุมปิโตรเลียม โดยจะกั้นระหว่างผนังดินของหลุมปิโตรเลียมกับท่อกรุ ซีเมนต์ที่ใช้ในแต่ละหลุมปิโตรเลียม มีส่วนผสมต่าง ๆ ประกอบด้วย ซีเมนต์คลาสจี 50 ตันต่อหลุม (ขึ้นกับความลึกและขนาดของหลุมในแต่ละช่วง) น้ำ และสารเคมีอื่น ๆ ได้แก่ สารชะลอการเซ็ตตัว และสารเพิ่มความแข็งแรงของซีเมนต์ เป็นต้น

2) Cement Spacer

กระบวนการเจาะหลุมปิโตรเลียมในช่วงกลางและช่วงล่าง (ระดับ 1,000 เมตร จากผิวดินจนถึงแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม) โครงการฯ จะใช้ Cement Spacer เพื่อเติมเข้าสู่หลุมเจาะแทนที่โคลนช่วยเจาะประเภท Synthetic Based Mud (SBM) เพื่อช่วยในการนำพา SBM ออกมาจากหลุมเจาะ และยังทำให้ซีเมนต์กรุขอบภายในหลุมเจาะมีความแข็งแรงขึ้น จึงไม่มีโคลนช่วยเจาะชนิด SBM ตกค้างในหลุม โดยมีลักษณะเป็นของเหลว มีองค์ประกอบส่วนใหญ่เป็นพวกสารลดความตึงผิว (Surfactant) องค์ประกอบและปริมาณที่ใช้ของ Cement Spacer แสดงดัง**ตารางที่ 2-29** โดยลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยของ Cement Spacer ที่ใช้ในหลุมเจาะช่วงล่าง แสดงดัง**ตารางที่ 2-30** โดยเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet; SDS) ของ Cement Spacer เสนอไว้ใน**ภาคผนวก 2-2.2**

ตารางที่ 2-29 องค์ประกอบของ Cement Spacer ที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมแต่ละหลุม

ส่วนผสม (ชื่อสามัญ)	ขนาดต่อหน่วย	จำนวนหน่วยที่ใช้เฉลี่ยต่อหลุมเจาะ	ปริมาณการใช้เฉลี่ยต่อหลุม
Spacer B250	55 ปอนด์ต่อถุง	5 ถุง	275 ปอนด์
Retarder D013	50 ปอนด์ต่อถุง	4 ถุง	200 ปอนด์
D020_Bentonite Extender	55 ปอนด์ต่อถุง	30 ถุง	1650 ปอนด์
Antifoam Agent D047	5 แกลลอนต่อถัง	2 ถัง	10 แกลลอน
TIC D065 Dispersant	50 ปอนด์ต่อถุง	3 ถุง	150 ปอนด์
Silicate Additive D075	53 แกลลอนต่อถัง	3 ถัง	160 แกลลอน
FLAC D112 FLUID-LOSS ADDITIVE	55 ปอนด์ต่อถุง	13 ถุง	715 ปอนด์
Retarder D150A	5 แกลลอนต่อถัง	-	-
Mid-Temp Retarder-S D800	50 ปอนด์ต่อถุง	1.5 ถุง	75 ปอนด์
Cement Class G D907	1 ตัน	50 ตัน	50 ตัน
Surfactant F112	55 แกลลอนต่อถัง	2 ถัง	110 แกลลอน
Calcium Chloride S1	55 ปอนด์ต่อถุง	10 ถุง	550 ปอนด์

ที่มา : บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

ตารางที่ 2-30 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของ Cement Spacer

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification *
1. Bentonite/Glucoside polymer	Spacer B250	ใช้เป็นส่วนผสมของเจลที่ใช้ภายในหลุม	• การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตา และตาแดง • การสัมผัสผิวหนัง อาจทำให้เกิดการระคายเคืองเล็กน้อย • การกลืนหรือกินเข้าอาจทำให้เกิดการระคายเคืองเล็กน้อย • การหายใจเข้าไป อาจทำให้เกิดอาการแน่นหน้าอก เจ็บคอ และไอ	**<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} > 5,000 มก./กก.	- สวมแว่นตานิรภัยที่แน่นกระชับ - ในกรณีที่พื้นที่อากาศไม่ถ่ายเท ให้สวมเครื่องช่วยหายใจที่เหมาะสม - หน้ากากป้องกันฝุ่นละอองที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH - สวมถุงมือป้องกันชนิดยาง - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All)	• ฝุ่นแขวนลอยอาจทำให้เกิดการระเบิดได้ • ในการกำจัด ให้กวาด หรือตักใส่ภาชนะที่เหมาะสมหลังจากทำความสะอาด • เก็บให้พ้นจากน้ำ และป้องกันไม่ให้ผลิตภัณฑ์อยู่ในระบบระบายน้ำ	HMIS classification: Health: 1 Flammability: 1 Physical hazard: 0
2. Sodium lignosulfonate/ Calcium lignosulfonate	Retarder D013	ช่วยให้เนื้อซีเมนต์ แข็งตัวช้าลง	• การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตา • การสัมผัสผิวหนัง คาดว่าไม่มีผลกระทบ • การหายใจเข้าไป อาจทำให้เกิดอาการแน่นหน้าอก เจ็บคอ และไอ • การกลืนหรือกินเข้าไปในปริมาณน้อย คาดว่าจะไม่ก่อให้เกิดอาการไม่พึงประสงค์	**<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} > 40 ก./กก. - ทางปาก (หนู): LD_{50} = 6,030 มก./กก.	- สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง ที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH - สวมถุงมือป้องกันชนิดผ้า - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All)	• ในการกำจัด ให้กวาด หรือตักใส่ภาชนะที่เหมาะสมหลังจากทำความสะอาดด้วยน้ำ	HMIS classification: Health: 0 Flammability: 1 Physical hazard: 0
3. Bentonite	D020_Bentonite Extender	ช่วยให้เนื้อซีเมนต์มีความหนืดที่เหมาะสมในการผสม	<u>อันตรายอย่างเฉียบพลัน</u> • การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตา • การกลืนกินในปริมาณน้อยคาดว่าจะไม่ทำให้เกิดผลข้างเคียง • การหายใจเข้าไป อาจทำให้เกิดอาการแน่นหน้าอก เจ็บคอ และไอ • การหายใจหรือสูดดมฝุ่นซิลิกาเป็นเวลานาน อาจทำให้เกิดการบาดเจ็บที่ปอด เกิดโรคซิลิโคสิส และมะเร็งที่ปอด <u>การก่อโรคเรื้อรัง</u> • การหายใจหรือสูดดมฝุ่นซิลิกาเป็นเวลานาน อาจทำให้เกิดความเสี่ยงในการเป็นมะเร็งที่ปอด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับปริมาณและระยะเวลาในการรับสัมผัส	**<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} > 5,000 มก./กก. **<u>ค่า LC_{50} ต่อปลาน้ำจืด</u>** - *Salmo gairdneri* มีค่า LC_{50} = 8.0-19.0 ก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง - *Oncorhynchus mykiss* มีค่า LC_{50} = 19,000 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง	- สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - หน้ากากป้องกันฝุ่นละออง ที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH หรือเครื่องช่วยหายใจที่กรอง HEPA ในกรณีที่ต้องสัมผัสสารที่มีความเข้มข้นสูง - สวมถุงมือป้องกันชนิดผ้า - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All)	• เมื่อเกิดการรั่วไหลบนพื้นที่เปียกอาจทำให้เกิดการลื่นไถล • ห้ามสูดดม โดยต้องใส่อุปกรณ์ป้องกันส่วนบุคคลที่เหมาะสม • ในการกำจัด ให้กวาด หรือตักใส่ภาชนะที่เหมาะสมหลังจากทำความสะอาดด้วยน้ำ	HMIS classification: Health: 0 Flammability: 0 Physical hazard: 0

ตารางที่ 2-30 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของ Cement Spacer

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification *
4. Polypropylene glycol	Antifoam Agent D047	ป้องกันการเกิดฟองอากาศ ขณะผสมซีเมนต์	• การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตา • การสัมผัสผิวหนังเป็นเวลานานอาจก่อให้เกิดการระคายเคือง • การกลืนกินในปริมาณมากอาจก่อให้เกิดอันตรายได้ • การหายใจเข้าไปเป็นเวลานานอาจก่อให้เกิดการระคายเคือง • การหายใจหรือสูดดมฝุ่นซิลิกาเป็นเวลานาน อาจทำให้เกิดการบาดเจ็บที่ปอด เกิดโรคซิลิโคสิส และมะเร็งที่ปอด	**<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} > 2 ก./กก.	- สวมแว่นตานิรภัยขณะที่มีการใช้งานหรือเคลื่อนย้ายสารเคมี - ในกรณีที่พื้นที่อากาศไม่ถ่ายเท ให้สวมเครื่องช่วยหายใจที่เหมาะสม - หน้ากากป้องกันฝุ่นละอองที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH - สวมถุงมือป้องกัน - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All)	• เมื่อเกิดการรั่วไหลบนพื้นที่เปียกอาจทำให้เกิดการลื่นไถล • จำกัดการรั่วไหลของ โดยใช้ตัวดูดซับด้วยวัสดุ เช่น ทรายหรือ ดิน แล้วบรรจุไว้ในภาชนะที่เป็นของเสียประเภทเคมี	HMIS classification: Health: 0 Flammability: 1 Physical hazard: 0
5. Sodium sulfate/ Sodium polynaphthalene sulfonate	TIC D065 Dispersant	ช่วยให้เนื้อซีเมนต์ กระจายตัวได้ดีในระหว่างการผสม	• การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตา และตาแดง • การสัมผัสผิวหนัง อาจก่อให้เกิดการระคายเคือง • การกลืนกินในปริมาณน้อยคาดว่าจะไม่ทำให้เกิดผลข้างเคียง • การหายใจเข้าไป อาจทำให้เกิดอาการแน่นหน้าอก เจ็บคอ และไอ	**<u>ค่า LC_{50} ต่อปลาน้ำจืด</u>** - Fathead minnow มีค่า LC_{50} = 13,500 มก./ล. - Mosquito fish มีค่า LC_{50} = 17,500 มก./ล. **<u>ค่า EC_{50} ต่อไรน้ำ</u>** - water flea มีค่า EC_{50} = 4,547 มก./ล. ในเวลา 96 ชั่วโมง - *Daphnia magna* มีค่า EC_{50} = 2,564 มก./ล. ในเวลา 48 ชั่วโมง **<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} > 10,000 มก./กก.	- สวมแว่นตานิรภัยที่แน่นกระชับ - หน้ากากป้องกันฝุ่นละอองที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH - สวมถุงมือยางป้องกัน - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All)	• หลีกเลี่ยงการสัมผัสกับดวงตา • ในการกำจัด ให้กวาด หรือตักใส่ภาชนะที่เหมาะสม • เก็บให้พ้นจากแหล่งน้ำ และหลีกเลี่ยงการทิ้งลงในระบบการบำบัดน้ำเสีย	HMIS classification: Health: 2 Flammability: 1 Physical hazard: 0
6. Silicic acid/Sodium salt	Silicate Additive D075	ใช้ในการประสานซีเมนต์ภายในหลุมเจาะ	• การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตา และตาแดง การสัมผัสติดต่อเป็นเวลานาน หรือซ้ำอาจทำให้เกิดการเผาไหม้ที่ไม่รุนแรง • การสัมผัสผิวหนัง อาจก่อให้เกิดการระคายเคือง และทำให้เกิดโรคผิวหนัง • การกลืนกินออกฤทธิ์ระคายเคือง อาจทำให้อาการปวดหรือรู้สึกไม่สบายปาก ลำคอ และกระเพาะอาหาร และระคายเคืองเยื่อบุของกระเพาะอาหาร	**<u>ค่า LC_{50} ต่อปลาน้ำจืด</u>** - *Lepomis macrochirus* มีค่า LC_{50} = 301-478 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง - *Brachydanio rerio* มีค่า LC_{50} = 3,185 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง **<u>ค่า EC_{50} ต่อไรน้ำ</u>** - *Daphnia magna* มีค่า EC_{50} = 216 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง **<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} =1,153 มก./กก. - ทางผิวหนัง (กระต่าย): LD_{50} > 4,640 มก./กก.	- สวมแว่นตานิรภัยที่แน่นกระชับ - ในกรณีที่พื้นที่อากาศไม่ถ่ายเท ให้สวมเครื่องช่วยหายใจที่เหมาะสม - หน้ากากป้องกันฝุ่นละอองที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH - ถุงมือป้องกันสารเคมีผลิตจากนีโอพรีน - ชุดพีวีซีป้องกันสารเคมี	• สามารถเกิดปฏิกิริยากับโลหะได้ • หลีกเลี่ยงการสัมผัสกับดวงตา • ห้ามสัมผัสกับผิวหนัง หรือเสื้อผ้า ควรล้างให้สะอาดหลังการกำจัด และสวมอุปกรณ์ ป้องกันที่เหมาะสม • จำกัดการรั่วไหลของ โดยใช้ตัวดูดซับด้วยวัสดุ เช่น ทรายหรือ ดิน แล้วบรรจุไว้ในภาชนะที่เป็นของเสียประเภทเคมี • เก็บให้พ้นจากน้ำ และป้องกันไม่ให้ผลิตภัณฑ์อยู่ในระบบระบายน้ำ	HMIS classification: Health: 2 Flammability: 0 Physical hazard: 0

ตารางที่ 2-30 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของ Cement Spacer

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification *
7. Hydroxyethyl cellulose	FLAC D112 FLUID-LOSS ADDITIVE	ช่วยให้เนื้อซีเมนต์ มีความแข็งแรงทนต่อความร้อน ได้ดีขึ้น	• การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตา • การกลืนกินในปริมาณน้อยคาดว่าจะไม่ทำให้เกิดผลข้างเคียง • การหายใจเข้าไป อาจทำให้เกิดอาการแน่นหน้าอก เจ็บคอ และไอ	**<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก LD_{50} (หนู) > 8,700 มก./กก.	- หน้ากากป้องกันฝุ่นละอองที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH - สวมแว่นตานิรภัยแบบมีที่กันด้านข้าง - ถุงมือป้องกันชนิดยาง - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All)	• ฝุ่น และฝุ่นแขวนลอยมีอันตราย ไม่ควรหายใจหรือสูดดม • เมื่อเกิดการรั่วไหลบนพื้นที่เปียกอาจทำให้เกิดการลื่นไถล • เก็บไว้ให้ห่างจากความร้อน เปลวไฟ หรือประกายไฟ • ในการกำจัด ให้กวาด หรือตักใส่ภาชนะที่เหมาะสม • เก็บให้พ้นจากน้ำ และป้องกันไม่ให้ผลิตภัณฑ์อยู่ในระบบระบายน้ำ	HMIS classification: Health: 0 Flammability: 1 Physical hazard: 0 PPE: E
8. Sodium hydroxide	Retarder D150A	ใช้ในกรณีที่ต้องการให้ซีเมนต์แข็งตัวช้าลง เนื่องจากขั้นตอนในการทำงานของหลุมเจาะนานขึ้น	• การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตาอย่างรุนแรง • ไม่ควรกลืนกิน • การสัมผัสผิวหนัง อาจก่อให้เกิดการระคายเคือง • การสูดดมละออง หรือสารตกค้าง แห้งอาจทำให้เกิดการระคายเคืองต่อระบบทางเดินหายใจ	**<u>ค่า LC_{50} ต่อปลาน้ำจืด</u>** - *Oncorhynchus mykiss* มีค่า LC_{50} = 45.4 มก./ล. ในระยะเวลา 96 ชั่วโมง **<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางผิวหนัง ดวงตา และการหายใจ (กระต่าย): LD_{50} ≥ 1,350 มก./กก.	- สวมแว่นตานิรภัยที่แน่นกระชับ - ถุงมือป้องกันสารเคมีผลิตจากยาง หรือพลาสติก นีโอพรีนไนไตร หรือ พีวีซี - ผ้ากันเปื้อนที่ป้องกันสารเคมี - หน้ากากป้องกันฝุ่นละอองที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH	• ในการกำจัด ให้กวาด หรือตักใส่ภาชนะที่เหมาะสม • เก็บให้พ้นจากน้ำ และป้องกันไม่ให้ผลิตภัณฑ์อยู่ในระบบระบายน้ำ • ป้องกันไม่ให้เกิดการรั่วไหล เนื่องจากการรั่วไหลในจำนวนมากจะทำให้เกิดการรบกวนต่อสิ่งแวดล้อม และความสมดุลของดินและแหล่งน้ำ	HMIS classification: Health: 2 Flammability: 1 Physical hazard: 0
9. Sodium lignosulfonate	Mid-Temp Retarder-S D800	ใช้ในกรณีที่ต้องการให้ซีเมนต์แข็งตัวช้าลง เนื่องจากขั้นตอนในการทำงานของหลุมเจาะนานขึ้น	• การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตา • การกลืนกินในปริมาณน้อยคาดว่าจะไม่ทำให้เกิดผลข้างเคียง • การหายใจเข้าไป อาจทำให้เกิดอาการแน่นหน้าอก เจ็บคอ และไอ	**<u>ค่า LC_{50} ต่อปลาน้ำจืด</u>** - *Oncorhynchus mykiss* มีค่า LC_{50} = 7,300 มก./ล. ในระยะเวลา 48 ชั่วโมง **<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} = 40 มก./กก. - ทางปาก (กระต่าย): LD_{50} = 6,030 มก./กก.	- สวมแว่นตานิรภัยที่แน่นกระชับ - ถุงมือผ้า หรือถุงมือยางธรรมดาที่สามารถป้องกัน สารเคมี - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All) - หน้ากากป้องกันฝุ่นละอองที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH	• ฝุ่น และฝุ่นแขวนลอยมีอันตราย ไม่ควรหายใจหรือสูดดม • เก็บไว้ให้ห่างจากความร้อน เปลวไฟ หรือประกายไฟ • ในการกำจัด ให้กวาด หรือตักใส่ภาชนะที่เหมาะสมหลังจากทำความสะอาดด้วยน้ำ	HMIS classification: Health: 0 Flammability: 1 Physical hazard: 0

ตารางที่ 2-30 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของ Cement Spacer

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification *
10. Portland cement/Crystalline silica	Cement Class G D907	เนื้อซีเมนต์ เป็นสารเคมีหลัก ในการผสมซีเมนต์	<u>อันตรายอย่างเฉียบพลัน</u> ● การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตาอย่างรุนแรง ● การกลืนกิน จะทำให้เกิดการระคายเคืองอย่างรุนแรงต่อระบบอาหาร ● การสัมผัสผิวหนัง อาจก่อให้เกิดการแพ้และเป็นโรคผิวหนัง การรับสัมผัสเป็นเวลานานจะทำให้เกิดการไหม้ของผิวหนัง ● การสูดดม อาจทำให้เกิดการระคายเคืองต่อระบบทางเดินหายใจ และไอ <u>การก่อโรคเรื้อรัง</u> ● การสูดดมฝุ่นซิลิกา อาจก่อให้เกิดโรคมะเร็งปอด โดยความเสี่ยงของการเกิดโรคมะเร็ง ขึ้นอยู่กับ ระยะเวลา และระดับของการสัมผัส	**<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} = 500 มก./กก.	- สวมแว่นตานิรภัยที่แน่นกระชับ - ถุงมือยางป้องกันสารเคมี - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All) หรือผ้ากันเปื้อนที่ป้องกันสารเคมี - หน้ากากป้องกันฝุ่นละอองที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH	● ห้ามสัมผัสกับผิวหนัง หรือเสื้อผ้า ควรล้างให้สะอาดหลังการกำจัด และสวมอุปกรณ์ ป้องกันที่เหมาะสม ● ในการกำจัด ให้กวาด หรือตักใส่ภาชนะที่เหมาะสม ● เก็บให้พ้นจากน้ำ และป้องกันไม่ให้ผลิตภัณฑ์อยู่ในระบบระบายน้ำ	HMIS classification: Health: 2 Flammability: 0 Physical hazard: 1
11. Polyethylene glycol monohexyl ether	Surfactant F112	ในการทำความสะอาดท่อ ก่อนที่จะยาซีเมนต์	● การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตาอย่างรุนแรง และหากสัมผัสเป็นเวลานานอาจทำให้เกิดการไหม้ ● การสัมผัสผิวหนัง อาจก่อให้เกิดการระคายเคือง การรับสัมผัสเป็นเวลานานจะทำให้เกิดโรคผิวหนัง ● การกลืนกิน จะทำให้เกิดการสำลัก ซึ่งส่งผลให้เกิดอาการบวมน้ำที่ปอด ปวด และอักเสบ อันตรายหากกลืนกินในจำนวนจำนวนมาก อาจทำให้เกิดการเจ็บป่วยได้	เป็นอันตรายต่อสิ่งมีชีวิต อาจก่อให้เกิดผลกระทบระยะยาวต่อแหล่งน้ำ	- ถุงมือป้องกันสารเคมีผลิตจากยางหรือพลาสติก นีโอพรีนไนไตร หรือ พีวีซี - สวมแว่นตานิรภัยที่แน่นกระชับ - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All) หรือผ้ากันเปื้อนที่ป้องกันสารเคมี	● ห้ามสัมผัสกับผิวหนัง หรือเสื้อผ้า ควรล้างให้สะอาดหลังการกำจัด และสวมอุปกรณ์ ป้องกันที่เหมาะสม ● หลีกเลี่ยงการสัมผัสแสงแดด และปิดภาชนะบรรจุให้มิดชิด ● ภายหลังกำจัด ต้องทำการล้างพื้นที่ปนเปื้อนด้วยน้ำปริมาณมาก ● เก็บให้พ้นจากน้ำ	HMIS classification: Health: 2 Flammability: 0 Physical hazard: 0

ตารางที่ 2-30 ลักษณะการใช้งาน ความเป็นพิษ ข้อมูลด้านความปลอดภัยขององค์ประกอบต่าง ๆ ของ Cement Spacer

ชื่อผลิตภัณฑ์ ชื่อทางเคมี	ชื่อทางการค้า	การใช้งาน	ความเป็นพิษ/ ผลกระทบต่อผู้สัมผัส	ความเป็นพิษในสิ่งมีชีวิต	อุปกรณ์ป้องกัน ที่ควรสวมใส่เมื่อใช้งาน	การทำความสะอาด เมื่อเกิดการรั่วไหล	Hazard Classification *
12. Calcium Chloride	Calcium Chloride S1	ช่วยให้เนื้อซีเมนต์แข็งตัวเร็วขึ้น	• การสัมผัสโดนตา ทำให้เกิดอาการระคายเคืองตาอย่างรุนแรง และหากสัมผัสเป็นเวลานานอาจทำให้เกิดการไหม้ • การสัมผัสผิวหนัง อาจก่อให้เกิดการระคายเคือง การรับสัมผัสเป็นเวลานานจะทำให้เกิดโรคผิวหนัง • การกลืนกินจะทำให้เกิดอันตราย หากกลืนกินในจำนวนจำนวนมากอาจทำให้เกิดการเจ็บป่วยได้ • หากสูดดม จะทำให้เกิดการเจ็บปวด ไอ และทำให้เกิดการระคายเคืองต่อเนื้อเยื่อ	**<u>ความเป็นพิษในสัตว์ทดลอง</u>** - ทางปาก (หนู): LD_{50} = 1,000 มก./กก. - ทางผิวหนัง (หนู): LD_{50} = 2,630 มก./กก.	- สวมแว่นตานิรภัยที่แน่นกระชับ - ถุงมือป้องกันสารเคมีผลิตจากยาง - ชุดแบบเต็มตัว (Cover All) - รองเท้าบู๊ทป้องกันสารเคมี - หน้ากากป้องกันฝุ่นละอองที่ได้รับมาตรฐาน NIOSH	• หลีกเลี่ยงการสัมผัสดวงตา ผิวหนังและเสื้อผ้า ควรล้างให้สะอาดหลังการกำจัด และสวมอุปกรณ์ ป้องกันที่เหมาะสม • ห้ามหายใจและสูดดมละอองหรือฝุ่นผงของผลิตภัณฑ์ • ห้ามบรรจุในภาชนะโลหะ และเก็บไว้ในที่แห้ง • สารละลายมีฤทธิ์กัดกร่อนอย่างอ่อน และปล่อยความร้อนเมื่อผสมกับน้ำ	HMIS classification: Health: 2 Flammability: 0 Physical hazard: 1

หมายเหตุ: * การระบุ Hazard Classification อ้างอิงระบบ Hazardous Materials Identification System (HMIS) ซึ่งจัดทำขึ้นโดย American Coating Associations (National Paint and Coatings Association (NPCA)) ตามที่ระบุในเอกสารความปลอดภัยของสารเคมีที่เกี่ยวข้อง หรือฐานข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมีที่เชื่อถือได้ เช่น กรมควบคุมมลพิษ (msds.pcd.go.th) International Programme on Chemical Safety (www.inchem.org) และ OSHA Occupational Chemical Database (http://www.osha.gov/chemicaldata)

ที่มา: รวบรวมจากเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (SDS) โดย บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.3.7(2) การจัดเก็บและการควบคุมการใช้งาน

สารเคมีต่าง ๆ ที่ใช้เป็นส่วนผสมของโคลนช่วยเจาะและซีเมนต์ จะขนส่งมาเก็บไว้ในฐานหลุมผลิตพร้อมกับการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะ โดยส่วนผสมเหล่านี้จะบรรจุมาในรูปถัง และหีบห่อ แล้ววางอยู่บนดาดคอนกรีต (Chemical Shed Area) ที่มีรางระบายน้ำล้อมรอบเพื่อรวบรวมลงสู่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำภายในฐาน เพื่อป้องกันการหกรั่วไหลออกสู่ภายนอก

ในการควบคุมการใช้งาน บริษัทผู้รับเหมาเจาะจะทำการเบิกจ่าย และลงบันทึกการใช้งานสารเคมีแต่ละชนิด ซึ่งจะมีการตรวจสอบโดยโครงการฯ ตามระยะเวลาที่กำหนด ส่วนการใช้งานสารเคมีนั้น เอกสารข้อมูลความปลอดภัยเคมีภัณฑ์ (SDS) ของสารเคมีที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม แสดงดัง **ภาคผนวก 2-2** จะมีประจำอยู่ ณ พื้นที่ใช้งานตลอดเวลา อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล จะต้องจัดเตรียมไว้ตามที่ระบุใน SDS สำหรับการใช้สารเคมีประเภทนั้นๆ ในการกำจัดสารเคมีที่หมดอายุ และภาชนะใส่สารเคมีที่ว่างเปล่านั้น โครงการฯ จะส่งกลับคืนให้แก่บริษัทผู้จัดจำหน่ายสารเคมี/โคลนที่ใช้ในการเจาะ ทั้งนี้ การปฏิบัติงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานสารเคมีของโครงการฯ จะดำเนินการตาม Chemical Management Procedures (**ภาคผนวก 2-3.1**)

2.5.3.7(3) ระบบหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Mud Circulating System)

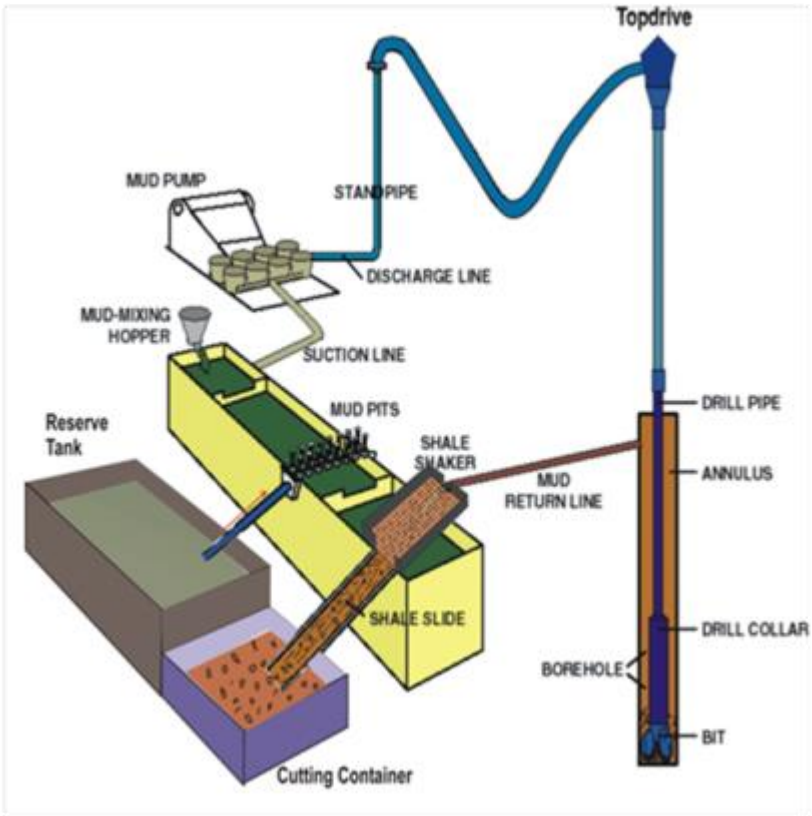
โคลนที่ใช้ในการเจาะจะถูกหมุนเวียนในระบบปิด เริ่มจากโคลนที่ใช้ในการเจาะที่ผสมอยู่ในถังโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Mud Tank/Suction Pit) จำนวน 6 ถัง แต่ละถังมีขนาด 3 x 12 x 2 เมตร คิดเป็นความจุ 72 ลูกบาศก์เมตร/ถัง หรือความจุรวมเท่ากับ 432 ลูกบาศก์เมตร จะถูกสูบผ่านท่อยางเข้าสู่ก้านเจาะไหลผ่านหัวเจาะลงไปจนถึงก้นหลุมแล้วย้อนกลับขึ้นปากหลุมอีกครั้งโดยผ่านช่องว่างรอบก้านเจาะที่เรียกว่า Annulus โดยระหว่างโคลนที่ใช้ในการเจาะไหลเวียนอยู่ภายในหลุมผลิต จะทำหน้าที่หล่อลื่นหัวเจาะ ลดแรงเสียดทานระหว่างเจาะ ควบคุมความดันภายในหลุมผลิต และช่วยนำพาเศษดินเศษหินจากการเจาะต่าง ๆ (Cuttings) ผ่านขึ้นมาจากหลุมผลิตเข้าสู่เครื่องแยกเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Shale Shaker) (ดัง**รูปที่ 2-95**) เพื่อแยกส่วนที่เป็นของแข็งขนาดต่าง ๆ ออกจากโคลนที่ใช้ในการเจาะ ส่วนโคลนที่ใช้ในการเจาะจะถูกส่งเข้าถังเก็บ (Mud Tank) เพื่อหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่

ผังแสดงระบบหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะแสดงใน**รูปที่ 2-96** กระบวนการจัดการเศษดินเศษหินและโคลนที่ใช้ในการเจาะหลุมช่วงล่าง ดังแสดงใน**รูปที่ 2-97**



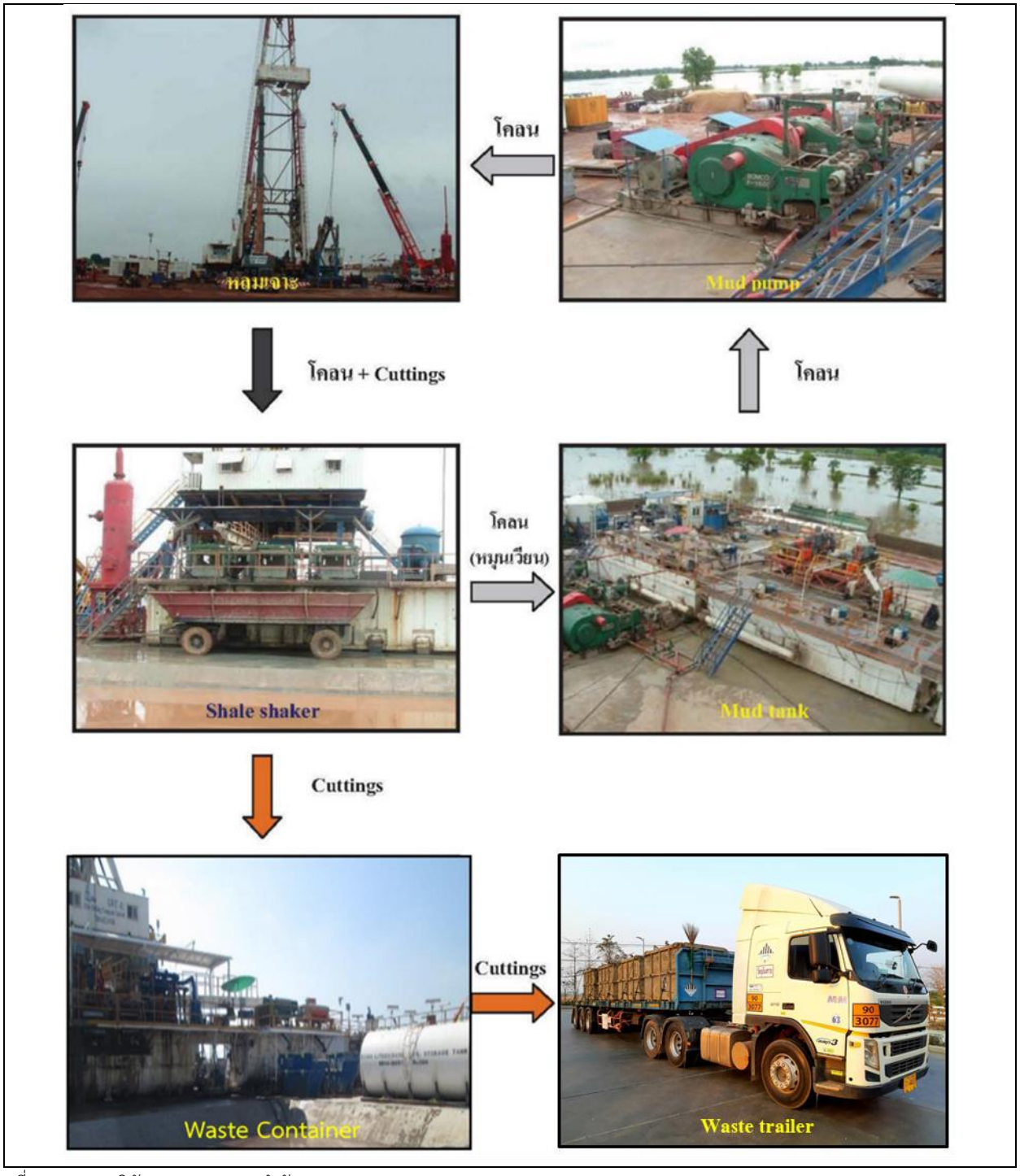
ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-95 ตัวอย่างเครื่องแยกเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Shale Shaker)



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-96 ผังแสดงระบบหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะ



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-97 กระบวนการจัดการเศษดินเศษหินและโคลนที่ใช้ในการเจาะหลุมช่วงกลางและช่วงล่าง

การจัดการของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะแต่ละช่วงและเศษดินเศษหิน สามารถสรุปได้ดังแสดงใน **ตารางที่ 2-31** และแสดงรายละเอียดใน**หัวข้อ 2.8.1.2 (3) โคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะ**

ตารางที่ 2-31 สรุปการจัดการของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษดินเศษหินจากการเจาะ

ช่วงหลุม	ของเหลวที่ใช้	การจัดการ	
		การจัดการโคลน	การจัดการเศษดินเศษหิน
หลุมช่วงบน	น้ำธรรมชาติ หรือ WBM	ปล่อยให้ระเหยในบ่อพักเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบน	นำไปใช้ในการถมที่ในพื้นที่ของโครงการฯ โดยเศษดินเศษหินจากการเจาะต้องมีค่าความนำไฟฟ้าไม่เกิน 4,000 ไมโครซีเมนส์/เซนติเมตร และสารหนูต้องมีค่าไม่เกินค่าพื้นฐานของพื้นที่ที่จะนำไปปรับถม นอกจากนี้ โครงการฯ สามารถพิจารณานำเศษดินเศษหินจากการเจาะไปใช้ประโยชน์ด้วยวิธีอื่น เช่น นำไปเป็นวัตถุดิบผสมหรือทดแทนสำหรับวัสดุปูพื้น การนำไปเป็นส่วนผสมของวัสดุก่อสร้างต่าง ๆ ทั้งนี้การจัดการเศษดินเศษหินต้องดำเนินการสอดคล้องกับแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตาม*ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2556* หรือตามประกาศฉบับล่าสุด
หลุมช่วงกลางและหลุมช่วงล่าง	SBM	หมุนเวียนนำกลับไปใช้ในการเจาะ	ให้บริษัทผู้รับเหมากำจัดของเสียอันตรายที่ได้รับอนุญาตจากกระทรวงอุตสาหกรรมรับไปกำจัดโดยใช้เป็นวัตถุดิบทดแทน ที่โรงงานปูนซีเมนต์ที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง หรือหากพิสูจน์ได้ว่าของเสียดังกล่าวไม่เข้าข่ายเป็นของเสียอันตรายตามลักษณะที่กำหนดไว้ในประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการจัดการของเสียจากสถานประกอบการปิโตรเลียม โครงการฯ จะนำไปจัดการตามประเภทของเสียไม่อันตราย หรือนำไปใช้ประโยชน์อื่นต่อไป เช่น นำไปเป็นวัตถุดิบผสมหรือทดแทนสำหรับวัสดุปูพื้น การนำไปเป็นส่วนผสมของวัสดุก่อสร้างต่าง ๆ

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.3.7(4) ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะ และเศษดินเศษหินจากการเจาะ

การคำนวณปริมาณการใช้ของเหลวหรือโคลนช่วยเจาะในแต่ละช่วง สำหรับการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม และการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม ของโครงการฯ มีรายละเอียดการคำนวณดังนี้

1) ปริมาณโคลนช่วยเจาะ และเศษดินเศษหินจากการเจาะสำหรับการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม

ปริมาณการใช้ของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะในแต่ละช่วงความลึกของหลุมเจาะ โครงการฯ ได้คำนวณโดยใช้ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (Inside Diameter) ของท่อกรุ แทนเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก (Outside

Diameter) โดยฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ที่ใช้วิธีการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม มีจำนวน 19 ฐาน ดังแสดงในดัง**ตารางที่ 2-32** ซึ่งมีจำนวนหลุมเจาะที่ขอเพิ่มเติมในครั้งนี้รวม 176 หลุม รายละเอียดการคำนวณปริมาณโคลนเจาะที่ใช้มีดังนี้

1.1โคลนช่วยเจาะชนิด Water Base Mud (WBM) ที่ใช้ในการเจาะช่วงบน

<u>ปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้</u>

การเจาะในแต่ละหลุมจะใช้ปริมาณโคลนช่วยเจาะเท่ากันที่ประมาณ 152.86 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งสามารถประเมินปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะในช่วง 1,000 เมตร แรก ได้ดังนี้

ปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะช่วงบน	=	ปริมาตรหลุมเจาะ + ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout + ปริมาณของเหลวที่สูญเสีย
โดยที่		
ปริมาตรของหลุมเจาะ (ลูกบาศก์เมตร)	=	$\pi r^2 h$
เมื่อ π	=	22/7
r	=	ขนาดรัศมีจริงของหลุมเจาะ (เมตร) (โดยที่ 1 นิ้ว เท่ากับ 0.0254 เมตร)
h	=	ความลึกหลุม (เมตร)
ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout	=	จากการเจาะที่ผ่านมา พบว่ามีปริมาตรการกัดเซาะหลุมเจาะ (Washout) ช่วงบน ที่ร้อยละ 14.36 ของปริมาตรหลุมเจาะ
ปริมาณของเหลวที่สูญเสีย		
- ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินในระหว่างการเจาะ	=	จากการดำเนินงานของเจ้าของโครงการฯ ที่ผ่านมา ปริมาณการซึมผ่านของของเหลวช่วยเจาะ ที่ใช้ในการเจาะหลุมช่วงบนคิดเป็นอัตราประมาณ 0.1 บาร์เรล/เมตร (15.9 ลิตร/เมตร)
- ปริมาณของเหลวที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ (CBFR)	=	จากการเจาะที่ผ่านมาพบว่าโคลนติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะเฉลี่ย 50 ลิตร/เมตร

การเจาะในช่วงบนของทุกหลุมปิโตรเลียมในฐานหลุมผลิตทั้ง 19 แห่งของโครงการฯ จะเจาะถึงระดับความลึก 1,000 เมตร โดยหลุมเจาะช่วงบนมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12.25 นิ้ว ทั้งนี้วิธีการคำนวณปริมาณโคลนช่วยเจาะในช่วงบนของหลุมปิโตรเลียมของฐานหลุมผลิตทั้ง 19 แห่ง จะมีปริมาณเท่ากัน เนื่องจากมีระดับความลึกเท่ากัน ดังนี้

ปริมาตรหลุมเจาะ	=	$22/7 \times (12.25 \times 0.5 \times 0.0254)^2 \times 1,000$
	=	76.04 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ	=	76.04 x 14.36 / 100
Washout	=	10.92 ลูกบาศก์เมตร
	=	15.9 x 1,000 / 1,000

ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหิน ในระหว่างการเจาะ	=	15.9 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ	=	50 x 1,000 / 1,000
	=	50 ลูกบาศก์เมตร
ดังนั้น		
ปริมาณโคลนเจาะในช่วงบน (1,000 เมตรแรก) ที่ใช้ต่อหลุม	=	76.04 + 10.92 + 15.9 + 50
	=	152.86 ลูกบาศก์เมตร

<u>ปริมาณที่สูญเสีย</u>

โคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะช่วงบน เมื่อผสมกับดินเหนียวในชั้นหินกลายเป็นโคลนช่วยเจาะทำหน้าที่หล่อลื่นหัวเจาะแล้ว โคลนช่วยเจาะที่ออกจากปากหลุมจะระบายลงสู่บ่อพัก (Top Hole Cuttings Area) โดยจากปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้เริ่มต้นที่ 152.86 ลูกบาศก์เมตร มีการสูญเสียไปจากระบบประมาณ 65.90 ลูกบาศก์เมตร โดยมีสาเหตุมาจากโคลนช่วยเจาะติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ และของเหลวมีการซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหิน ในระหว่างการเจาะ

ทั้งนี้ ในระหว่างการเจาะจะเกิดการกัดเซาะหลุมเจาะ (Washout) โดยการเจาะหลุมช่วงบนจะมีสัดส่วนการกัดเซาะ ร้อยละ 14.36 ของปริมาตรหลุมเจาะ ทำให้เกิดเศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 10.92 ลูกบาศก์เมตร/หลุม โดยมีปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนเจาะที่ต้องกำจัด 136.96 ลูกบาศก์เมตร/หลุม (เศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 10.92 ลูกบาศก์เมตร + โคลนที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ 50 ลูกบาศก์เมตร + ปริมาตรหลุมเจาะช่วงบน 76.04 ลูกบาศก์เมตร)

ของเหลวช่วยเจาะในหลุมเจาะช่วงบนที่โครงการฯ ใช้ เป็นของเหลวช่วยเจาะที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water Based Mud, WBM) หรือใช้น้ำธรรมชาติ ซึ่งเมื่อผสมดินหรือโคลนธรรมชาติแล้วจะเป็นของเหลวที่มีความหนืด การเกิดการสูญเสียของของเหลวช่วยเจาะภายในหลุมเจาะเกิดจากความแตกต่างกันของภายในและภายนอกของหลุมเจาะ

เนื่องด้วยคุณสมบัติหนึ่งของของเหลวช่วยเจาะซึ่งใช้เพื่อการป้องกันการพลุ่งจากแรงดันในหลุม ของเหลวช่วยเจาะ จึงต้องมีน้ำหนักมากกว่าแรงดันของแหล่งกักเก็บที่จะเจาะผ่านนั้น ทำให้ของเหลวช่วยเจาะมีความหนืด และส่งผลให้มีแรงดันภายในหลุมเจาะสูงกว่าแรงดันของไหลในชั้นหินภายนอก และทำให้ของเหลวช่วยเจาะบางส่วนไหลซึมเข้าไปในชั้นหินขณะเจาะหลุมปิโตรเลียม โดยการซึมผ่านของของเหลวช่วยเจาะนั้น จะมีส่วนผสมที่เป็นโคลนเนื้อละเอียดซึ่งมีลักษณะเป็น Mud cake เคลือบอยู่ที่ผนังหลุมเจาะด้านใน ซึ่งการสะสมตัวของ Mud cake จะมีส่วนช่วยในการชะลอและหยุดการสูญเสียของเหลวช่วยเจาะได้ ซึ่งโดยทั่วไป Mud cake จะมีความหนาประมาณ 0.5-1.0 มิลลิเมตร

นอกจากนี้ การสูญเสียของเหลวช่วยเจาะในปริมาณมากเกิดจากการเจาะผ่านชั้นหินที่มีรอยแตกจำนวนมาก หรือหลุมเจาะที่เป็นชั้นหินปูน หรือ หินทราย ที่มีการซึมผ่านได้สูง ซึ่งเมื่อวิศวกรควบคุมการเจาะพบหลุมเจาะที่มีลักษณะข้างต้น จะแก้ไขโดยการเพิ่มความหนืดของของเหลวช่วยเจาะและใช้สารช่วยอุดรอยแตกในชั้นหิน ซึ่งเจ้าของโครงการฯ จะใช้ “เส้นใย” กลุ่มหินปูน หรือ แคลเซียมคาร์บอเนต ที่สามารถปรับขนาดเส้นใยได้ตามความเหมาะสม

1.2โคลนช่วยเจาะชนิด SBM ที่ใช้ในการเจาะช่วงล่าง (ระดับการเจาะตั้งแต่ช่วง 1,000 เมตร ลงไปจนถึงชั้นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม)

<u>ปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้</u>

ปริมาณการใช้โคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะช่วงล่างซึ่งเป็นชนิด SBM ขึ้นกับระดับความลึกของหลุมผลิต ซึ่งฐานหลุมผลิตทั้ง 19 แห่ง ของโครงการฯ จะมีระดับความลึกสูงสุดของหลุมผลิตจากระดับความลึก 1,000 เมตร (ระยะการเจาะช่วงบน) อยู่ระหว่าง 2,444 - 4,464 เมตร โดยมีปริมาณการใช้โคลนช่วยเจาะช่วงล่าง ระหว่าง 277.48 – 525.30 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุมเจาะ โดยสามารถแสดงตัวอย่างการประเมินปริมาณการใช้โคลนช่วยเจาะได้ดังนี้

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะทั้งหมด = ปริมาตรท่อกรุขนาด 9.625 นิ้ว (ซึ่งมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในเท่ากับ 8.921 นิ้ว) + ปริมาตรหลุมเจาะช่วงล่างขนาด 8.5 นิ้ว (คำนวณจากรัศมีจริงของหลุมเจาะขนาด 8.5 นิ้ว) + ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout หลุมเจาะช่วงล่างขนาด 8.5 นิ้ว + ปริมาณของเหลวในถังเก็บ (Active pit) + ปริมาณโคลนที่สูญเสียจากการเจาะ

โดยที่

ปริมาตรของหลุมเจาะ (ลูกบาศก์เมตร) = $\pi r^2 h$

เมื่อ π = 22/7

r = ขนาดรัศมีจริงของหลุมเจาะ (เมตร) (โดยที่ 1 นิ้ว เท่ากับ 0.0254 เมตร)

h = ความลึกหลุม (เมตร)

ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout หลุมเจาะช่วง 8.5 นิ้ว = จากการเจาะที่ผ่านมา พบว่ามีปริมาตรการกัดเซาะหลุมเจาะ (Washout) ช่วงล่าง ที่ร้อยละ 12.11 ของปริมาตรหลุมเจาะ

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะคงเหลือในถัง = ปริมาตรโคลนที่ใช้ในการเจาะคงเหลือต่ำสุดในถังเก็บ (ของ SBM เท่ากับ 60 ลูกบาศก์เมตร)

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่สูญเสีย = ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินระหว่างการเจาะ + ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ

ตัวอย่างการคำนวณปริมาณโคลนช่วยเจาะชนิด SBM ที่จะใช้สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมภายในฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J) ที่มีระดับความลึกที่ 4,464 เมตร ซึ่งเป็นหลุมที่มีความลึกสูงสุดของโครงการฯ ในการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ปริมาตรภายในท่อกรุขนาด 8.921 นิ้ว (0.227 เมตร)	=	$22/7 \times (8.921 \times 0.5 \times 0.0254)^2 \times 1,000$
	=	40.33 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาตรหลุมเจาะช่วง 8.5 นิ้ว (0.216 เมตร)	=	$22/7 \times (8.5 \times 0.5 \times 0.0254)^2 \times 3,464$
	=	126.81 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout หลุมเจาะช่วง 8.5 นิ้ว	=	126.81 x 12.11 / 100
	=	15.36 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะคงเหลือในถัง	=	60.0 ลูกบาศก์เมตร

ปริมาณที่สูญเสีย

โคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงล่างของหลุมปิโตรเลียมในฐานหลุมผลิต มีปริมาณ 497.55 ลูกบาศก์เมตร เมื่อผ่านออกมาจากปากหลุมพร้อมกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ จะผ่านเข้าสู่ระบบหมุนเวียนโคลนช่วยเจาะ ซึ่งประกอบด้วยเครื่องแยก (Shale Shaker) ทำหน้าที่แยกส่วนที่เป็นของแข็งหรือเศษดินเศษหินที่มีขนาดใหญ่ที่เกิดจากการเจาะออก และเครื่องเหวี่ยง (Centrifuge) ทำหน้าที่แยกส่วนที่เป็นของแข็งหรือเศษดินเศษหินที่มีขนาดเล็กที่เกิดจากการเจาะออกจากโคลนช่วยเจาะ ส่วนโคลนช่วยเจาะจะหมุนเวียนกลับมาเข้าระบบใหม่เพื่อใช้ในการเจาะจนเสร็จสิ้นการเจาะ ซึ่งท้ายที่สุดจะเหลือปริมาณโคลนช่วยเจาะประมาณ 217.53 ลูกบาศก์เมตร (ปริมาณคงค้างถัง 60 ลูกบาศก์เมตร รวมกับปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout 15.36 ลูกบาศก์เมตร และปริมาณที่หมุนเวียนกลับเข้าถังใหม่ประมาณ 142.17 ลูกบาศก์เมตร) ซึ่งสามารถนำกลับไปใช้ในการเจาะของหลุมถัดไป ส่วนปริมาณที่สูญหายออกจากระบบในระหว่างกระบวนการเจาะและการหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะ อธิบายได้ดังนี้

- **ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Cutting Base Fluid Retention; CBFR):** (จากสถิติการเจาะหลุมที่ผ่านมาในแปลง S1 เกิด Oil on Cutting ประมาณร้อยละ 12 (โดยน้ำหนัก) ปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะ และโคลนที่ใช้ในการเจาะที่จะต้องนำไปกำจัดเฉลี่ยเท่ากับ 0.02 ตัน/ความลึกของการเจาะ 1 เมตร โดยมีความถ่วงจำเพาะเท่ากับ 2.55 ตัน/ลูกบาศก์เมตร) ซึ่งในการเจาะหลุมปิโตรเลียมลึก 4,464 เมตร จะมีปริมาณโคลนที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ ประมาณ 40.32 ลูกบาศก์เมตร
- **ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่สูญเสียออกจากระบบในระหว่างขั้นตอนการเจาะ:** จากการเจาะที่ผ่านมาพบว่ามีการสูญเสียสำหรับการเจาะด้วย SBM เฉลี่ย 70 ลิตร/เมตร โดยอาจเกิดได้จากการสูญเสียในชั้นหิน การระเหยของน้ำโคลนที่พื้นผิว หรือน้ำโคลนที่ผสมกับของเหลวชนิดอื่นทำให้ไม่สามารถนำมาใช้งานซ้ำได้ ซึ่งในการเจาะหลุมปิโตรเลียมลึก 4,464 เมตร จะมีปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่สูญเสียออกจากระบบในระหว่างขั้นตอนการเจาะประมาณ 242.48 ลูกบาศก์เมตร

ทั้งนี้ ในระหว่างการเจาะจะเกิดการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ (Washout) โดยการเจาะหลุมช่วงล่างจะมีสัดส่วนการกัดเซาะ ร้อยละ 12.11 ของปริมาตรหลุมเจาะช่วงล่าง ทำให้เกิดเศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 15.36 ลูกบาศก์เมตร/หลุม โดยมีปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนเจาะที่ต้องกำจัด

154.74 ลูกบาศก์เมตร/หลุม (เศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 15.36 ลูกบาศก์เมตร + โคลนที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ 40.32 ลูกบาศก์เมตร +ปริมาตรหลุมเจาะช่วงล่าง 126.81 ลูกบาศก์เมตร)

ปริมาณโคลนที่สูญเสียจากการเจาะทั้งหมด

- ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินระหว่างการเจาะ = 70 x 3,464 / 1,000
  = 242.48 ลูกบาศก์เมตร
- ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ = 40.32

ดังนั้น ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะทั้งหมด = 40.33 + 126.81 + 15.36 + 60 + 242.48 + 40.32
= 525.30 ลูกบาศก์เมตร

ปริมาณของเหลวและโคลนช่วยเจาะที่ใช้ในแต่ละช่วงของการเจาะ และปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Cuttings) ที่เกิดจากการเจาะของหลุมผลิตสำหรับการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม ของฐานหลุมผลิตทั้ง 19 แห่ง แสดงดัง**ตารางที่ 2-32** สมดุลมวลของโคลนช่วยเจาะ แสดงใน**รูปที่ 2-98**

ตารางที่ 2-32 ขนาดและความลึกของหลุมที่วัดได้ในแนวหลุม ปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนช่วยเจาะสำหรับฐานหลุมผลิตที่มีการเจาะ 2 ช่วง ของโครงการฯ

ฐานหลุมผลิต	ความลึกหลุมเจาะ[1/]	ขนาดหลุมเจาะ	ขนาด OD Casing[2/]	ขนาด ID Casing[3/]	ปริมาตรหลุมเจาะถึงการเจาะแต่ละช่วง	ปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะ				ปริมาตรท่อกรุ	ปริมาณของเหลวที่ใช้ในการเจาะ (ไม่รวมการสูญเสียระหว่างการเจาะ)	ปริมาณของเหลวทั้งหมด	ปริมาณของเหลวที่สูญเสีย			ปริมาณที่นำกลับมาใช้ใหม่			ของเสียที่ต้องกำจัด[6/]
						จากการเจาะหลุมแต่ละช่วง	สัดส่วนเศษดินเศษหินที่เกิดจากการ Washout[4/]	ปริมาตรเศษดินเศษหินที่เกิดจากการ Washout[4/]	รวม				สูญเสียในระหว่างการเจาะ[5/]	ติดไปกับเศษหินจากการเจาะ (CBFR)	รวม	ปริมาณที่หมุนเวียนกลับจากระบบ	ปริมาณคงเหลือสุดท้ายในถังเก็บ	รวม	ปริมาณเศษหินและโคลนช่วยเจาะที่ต้องกำจัด (ต่อหลุม)
	(เมตร)	(นิ้ว)	(นิ้ว)	(นิ้ว)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ร้อยละ)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (5)+(7)	(9)	(10) = (4)+(7)+(15)	(10A) = (10)+(13)	(11)	(12)	(13) = (11)+(12)	(14)	(15)	(16)	(17) = (8)+(12)
การเจาะในช่วงบน: มีระดับความลึก 1,000 เมตรจากผิวดิน ใช้น้ำ หรือ WBM ในการเจาะ																			
BCG-E	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
BWG-A	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
KMG-A	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
LKN-A	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
LKN-B	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
LKU-H	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
MNN-H	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
NMM-I	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
NMM-J	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
NMM-Q	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
NOH-C	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
NOH-D	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
NPG-E	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
NPG-F	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
TBM-A	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
TRT-EA	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
WMG-D	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
WTN-D	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
YMG-E	1,000	12.25	9.625	8.921	76.04	76.04	14.36	10.92	86.96	40.33	86.96	152.86	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	136.96
การเจาะในช่วงล่าง: มีระดับความลึกตั้งแต่ช่วง 1,000 เมตร ลงไปจนถึงชั้นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ใช้ SBM ในการเจาะ																			
BCG-E	4,246	8.50	7.000	6.366	118.83	118.83	12.11	14.39	133.22	66.65	193.22	458.22	227.22	37.78	265.00	133.22	60.00	193.22	171.00
BWG-A	3,800	8.50	7.000	6.366	102.51	102.51	12.11	12.41	114.92	57.50	174.92	403.51	196.00	32.59	228.59	114.92	60.00	174.92	147.51
KMG-A	4,100	8.50	7.000	6.366	113.49	113.49	12.11	13.74	127.23	63.66	187.23	440.31	217.00	36.08	253.08	127.23	60.00	187.23	163.31

ตารางที่ 2-32 ขนาดและความลึกของหลุมที่วัดได้ในแนวหลุม ปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนช่วยเจาะสำหรับฐานหลุมผลิตที่มีการเจาะ 2 ช่วง ของโครงการฯ

ฐานหลุมผลิต	ความลึกหลุมเจาะ[1/]	ขนาดหลุมเจาะ	ขนาด OD Casing[2/]	ขนาด ID Casing[3/]	ปริมาตรหลุมเจาะถึงการเจาะแต่ละช่วง	ปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะ				ปริมาตรท่อกรุ	ปริมาณของเหลวที่ใช้ในการเจาะ (ไม่รวมการสูญเสียระหว่างการเจาะ)	ปริมาณของเหลวทั้งหมด	ปริมาณของเหลวที่สูญเสีย			ปริมาณที่นำกลับมาใช้ใหม่			ของเสียที่ต้องกำจัด[6/]
						จากการเจาะหลุมแต่ละช่วง	สัดส่วนเศษดินเศษหินที่เกิดจากการ Washout[4/]	ปริมาตรเศษดินเศษหินที่เกิดจากการ Washout[4/]	รวม				สูญเสียในระหว่างการเจาะ[5/]	ติดไปกับเศษหินจากการเจาะ (CBFR)	รวม	ปริมาณที่หมุนเวียนกลับจากระบบ	ปริมาณคงเหลือสุดท้ายในถังเก็บ	รวม	ปริมาณเศษหินและโคลนช่วยเจาะที่ต้องกำจัด (ต่อหลุม)
	(เมตร)	(นิ้ว)	(นิ้ว)	(นิ้ว)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ร้อยละ)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (5)+(7)	(9)	(10) = (4)+(7)+(15)	(10A) = (10)+(13)	(11)	(12)	(13) = (11)+(12)	(14)	(15)	(16)	(17) = (8)+(12)
LKN-A	2,600	8.50	7.000	6.366	58.57	58.57	12.11	7.09	65.67	32.86	125.67	256.29	112.00	18.62	130.62	65.67	60.00	125.67	84.29
LKN-B	2,600	8.50	7.000	6.366	58.57	58.57	12.11	7.09	65.67	32.86	125.67	256.29	112.00	18.62	130.62	65.67	60.00	125.67	84.29
LKU-H	2,949	8.50	7.000	6.366	71.35	71.35	12.11	8.64	79.99	40.02	139.99	299.10	136.43	22.68	159.11	79.99	60.00	139.99	102.67
MNN-H	2,444	8.50	7.000	6.366	52.86	52.86	12.11	6.40	59.27	29.65	119.27	237.16	101.08	16.81	117.89	59.27	60.00	119.27	76.08
NMM-I	3,960	8.50	7.000	6.366	108.36	108.36	12.11	13.12	121.49	60.78	181.49	423.14	207.20	34.45	241.65	121.49	60.00	181.49	155.94
NMM-J	4,464	8.50	7.000	6.366	126.81	126.81	12.11	15.36	142.17	71.13	202.17	484.97	242.48	40.32	282.80	142.17	60.00	202.17	182.49
NMM-Q	4,170	8.50	7.000	6.366	116.05	116.05	12.11	14.05	130.10	65.09	190.10	448.90	221.90	36.90	258.80	130.10	60.00	190.10	167.00
NOH-C	3,100	8.50	7.000	6.366	76.88	76.88	12.11	9.31	86.19	43.12	146.19	317.63	147.00	24.44	171.44	86.19	60.00	146.19	110.63
NOH-D	3,500	8.50	7.000	6.366	91.52	91.52	12.11	11.08	102.61	51.34	162.61	366.71	175.00	29.10	204.10	102.61	60.00	162.61	131.71
NPG-E	3,090	8.50	7.000	6.366	76.51	76.51	12.11	9.27	85.78	42.92	145.78	316.41	146.30	24.33	170.63	85.78	60.00	145.78	110.11
NPG-F	3,097	8.50	7.000	6.366	76.77	76.77	12.11	9.30	86.07	43.06	146.07	317.27	146.79	24.41	171.20	86.07	60.00	146.07	110.48
TBM-A	3,200	8.50	7.000	6.366	80.54	80.54	12.11	9.75	90.29	45.18	150.29	329.90	154.00	25.61	179.61	90.29	60.00	150.29	115.90
TRT-EA	4,430	8.50	7.000	6.366	125.57	125.57	12.11	15.21	140.78	70.43	200.78	480.80	240.10	39.92	280.02	140.78	60.00	200.78	180.70
WMG-D	3,000	8.50	7.000	6.366	73.22	73.22	12.11	8.87	82.08	41.07	142.08	305.36	140.00	23.28	163.28	82.08	60.00	142.08	105.36
WTN-D	3,800	8.50	7.000	6.366	102.51	102.51	12.11	12.41	114.92	57.50	174.92	403.51	196.00	32.59	228.59	114.92	60.00	174.92	147.51
YMG-E	4,130	8.50	7.000	6.366	114.59	114.59	12.11	13.88	128.46	64.27	188.46	443.99	219.10	36.43	255.53	128.46	60.00	188.46	164.89

หมายเหตุ: 1/ ความลึกที่มากที่สุดของหลุมเจาะปิโตรเลียมสำหรับฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง

2/ ขนาด OD หมายถึง ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก (Outside Diameter) ของท่อกรุ (casing)

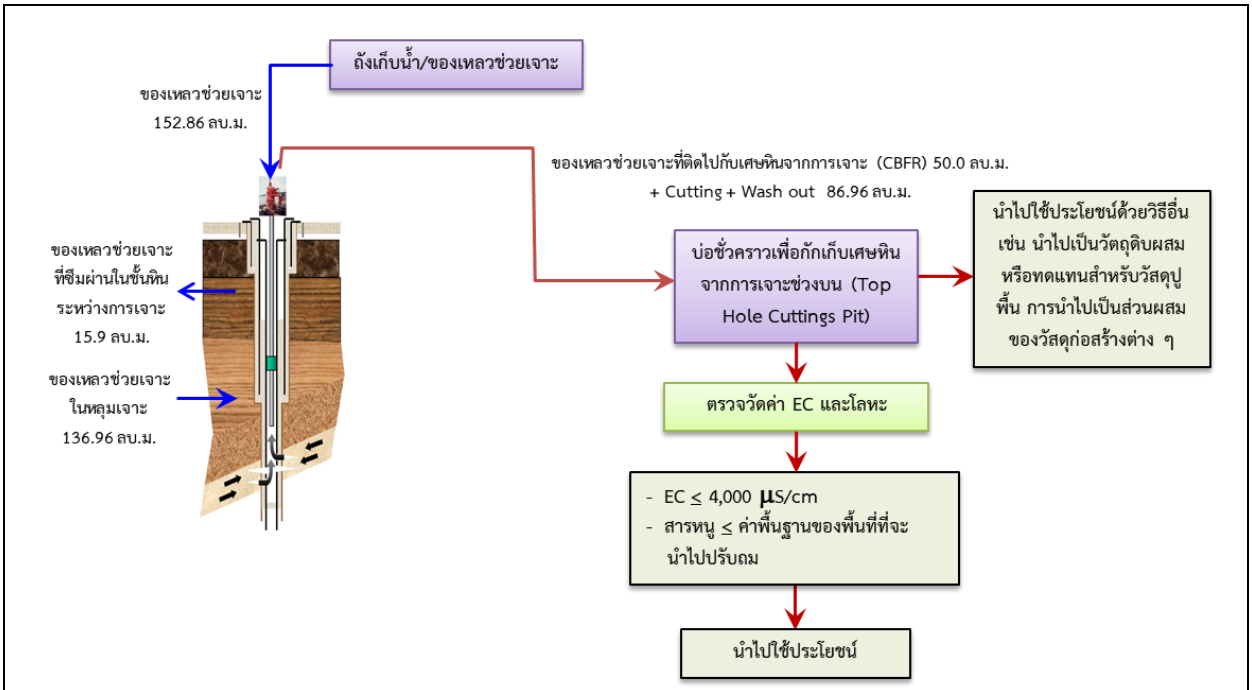
3/ ขนาด ID หมายถึง ขนาดเป็นเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (Inside Diameter) ของท่อกรุ (casing)

4/ Washout หมายถึง สัดส่วนการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ (Washout) เทียบกับปริมาตรหลุมเจาะ โดยการเจาะช่วงบนจะมีสัดส่วนการ Washout ที่ร้อยละ 14.36 ของปริมาตรหลุมเจาะ และการเจาะช่วงล่างจะมีสัดส่วนการ Washout ที่ร้อยละ 12.11 ของปริมาตรหลุมเจาะ

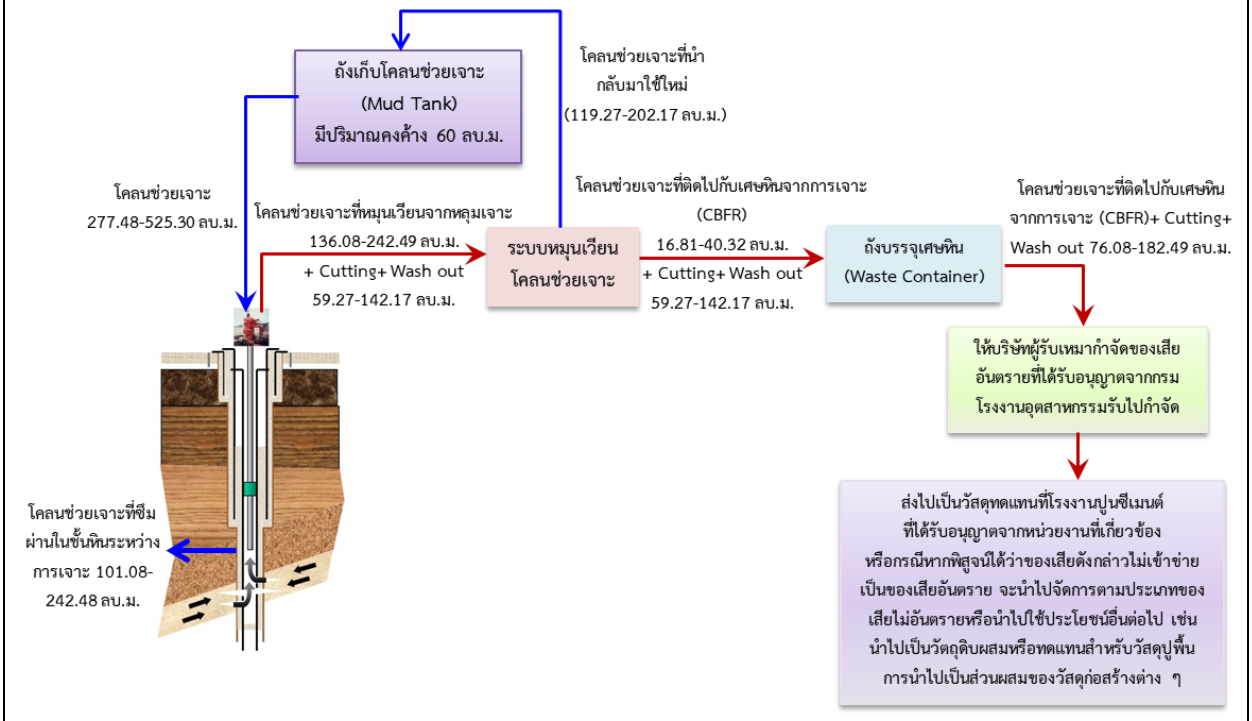
5/ สูญเสียในระหว่างการเจาะ มีค่าเฉลี่ย 15.9 ลิตร/เมตร สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงบน และ 70 ลิตร/เมตร สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงล่าง

6/ ปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนเจาะที่ต้องกำจัดในการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงล่าง ประเมินจากปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะเฉพาะช่วงล่าง+ของเหลวที่ติดติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ (CBFR)+ปริมาตรเศษดินเศษหินที่เกิดจากการ Washout โดยโครงการฯ จะเจาะหลุมปิโตรเลียมครั้งละ 1 หลุม

ที่มา : บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)



(1) การเจาะช่วงบน ตั้งแต่ผิวดินถึงความลึก 1,000 เมตร



(2) การเจาะช่วงล่าง ความลึกตั้งแต่ 1,000 เมตร ไปจนถึงแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (2,444 - 4,464 เมตร)

หมายเหตุ: การจัดการเศษดินเศษหินต้องดำเนินการสอดคล้องกับแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตาม*ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่องกำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2556* หรือตามประกาศฉบับล่าสุด

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-98 สมดุลมวลของโคลนช่วยเจาะและเศษดินเศษหินจากการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม

2) ปริมาณโคลนช่วยเจาะ และเศษดินเศษหินจากการเจาะสำหรับการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม

ปริมาณการใช้ของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะในแต่ละช่วงความลึกของหลุมเจาะ โครงการฯ ได้คำนวณโดยใช้ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (Inside Diameter) ของท่อกรุ แทนเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก (Outside Diameter) ซึ่งฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ที่ใช้วิธีการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม มีจำนวน 4 ฐาน แสดงดัง**ตารางที่ 2-33** โดยมีจำนวนหลุมเจาะที่ขอเพิ่มเติมในครั้งนี้รวม 34 หลุม สำหรับรายละเอียดการคำนวณปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้ และปริมาณเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะดังนี้

2.1โคลนช่วยเจาะชนิด Water Base Mud (WBM) ที่ใช้ในการเจาะช่วงบน

<u>ปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้</u>

การคำนวณปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะช่วง 1,000 เมตร แรก สำหรับการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม สามารถคำนวณได้เช่นเดียวกันกับการเจาะช่วงบน แบบ 2 ช่วงหลุม ซึ่งทุกหลุมจะใช้ปริมาณโคลนช่วยเจาะเท่ากันที่ประมาณ 243.36 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งสามารถประเมินปริมาณโคลนช่วยเจาะได้ดังนี้

ปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะช่วงบน		=	ปริมาตรหลุมเจาะ + ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout + ปริมาณของเหลวที่สูญเสีย
โดยที่			
ปริมาตรของหลุมเจาะ (ลูกบาศก์เมตร)		=	$\pi r^2 h$
เมื่อ	π	=	22/7
	r	=	ขนาดรัศมีจริงของหลุมเจาะ (เมตร) (โดยที่ 1 นิ้ว เท่ากับ 0.0254 เมตร)
	h	=	ความลึกหลุม (เมตร)
ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout		=	จากการเจาะที่ผ่านมา พบว่ามีปริมาตรการกัดเซาะหลุมเจาะ (Washout) ช่วงบน ที่ร้อยละ 14.36 ของปริมาตรหลุมเจาะ
ปริมาณของเหลวที่สูญเสีย			
- ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินในระหว่างการเจาะ		=	จากการดำเนินงานของเจ้าของโครงการฯ ที่ผ่านมา ปริมาณการซึมผ่านของของเหลวช่วยเจาะ ที่ใช้ในการเจาะหลุมช่วงบนคิดเป็นอัตราประมาณ 0.1 บาร์เรล/เมตร (15.9 ลิตร/เมตร)
- ปริมาณของเหลวที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ (CBFR)		=	จากการเจาะที่ผ่านมาพบว่าโคลนติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะเฉลี่ย 50 ลิตร/เมตร

การเจาะในช่วงบนของทุกหลุมปิโตรเลียมในฐานหลุมผลิตทั้ง 4 แห่งของโครงการฯ จะเจาะถึงระดับความลึก 1,000 เมตร โดยหลุมเจาะช่วงบนมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 17.5 นิ้ว ทั้งนี้วิธีการคำนวณปริมาณโคลนช่วยเจาะในช่วงบนของหลุมปิโตรเลียมของฐานหลุมผลิตทั้ง 4 แห่ง จะมีปริมาณเท่ากัน เนื่องจากมีระดับความลึกเท่ากัน ดังนี้

ปริมาตรหลุมเจาะ	=	$22/7 \times (17.5 \times 0.5 \times 0.0254)^2 \times 1,000$
	=	155.18 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ	=	155.18 x 14.36 / 100
Washout	=	22.28 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหิน ในระหว่าง	=	15.9 x 1,000 / 1,000
การเจาะ	=	15.9 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษดินเศษหิน	=	50 x 1,000 / 1,000
จากการเจาะ	=	50 ลูกบาศก์เมตร
ดังนั้น		
ปริมาณโคลนเจาะในช่วงบน (1,000 เมตรแรก) ที่ใช้ต่อ	=	155.18 + 22.28 + 15.9 + 50
หลุม	=	243.36 ลูกบาศก์เมตร

<u>ปริมาณที่สูญเสีย</u>

โคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะช่วงบน เมื่อผสมกับดินเหนียวในชั้นหินกลายเป็นโคลนช่วยเจาะทำหน้าที่หล่อลื่นหัวเจาะแล้ว โคลนช่วยเจาะที่ออกจากปากหลุมจะระบายลงสู่บ่อพัก (Top Hole Cuttings Area) โดยจากปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้เริ่มต้นที่ 243.36 ลูกบาศก์เมตร มีการสูญเสียไปจากระบบประมาณ 65.90 ลูกบาศก์เมตร โดยมีสาเหตุมาจากโคลนช่วยเจาะติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ และของเหลวมีการซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินในระหว่างการเจาะซึ่งแสดงรายละเอียดสาเหตุของการซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินในระหว่างการเจาะไว้แล้วในการเจาะหลุม 2 ช่วง

ทั้งนี้ ในระหว่างการเจาะจะเกิดการกัดเซาะหลุมเจาะ (Washout) โดยการเจาะหลุมช่วงบนจะมีสัดส่วนการกัดเซาะ ร้อยละ 14.36 ของปริมาตรหลุมเจาะ ทำให้เกิดเศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 22.28 ลูกบาศก์เมตร/หลุม โดยมีปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนเจาะที่ต้องกำจัด 227.46 ลูกบาศก์เมตร/หลุม (เศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 22.28 ลูกบาศก์เมตร + โคลนที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ 50 ลูกบาศก์เมตร + ปริมาตรหลุมเจาะช่วงบน 155.18 ลูกบาศก์เมตร)

2.2โคลนช่วยเจาะชนิด SBM ที่ใช้ในการเจาะช่วงกลาง (ระดับการเจาะตั้งแต่ช่วง 1,000-3,500 เมตร)

<u>ปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้</u>

ปริมาณการใช้โคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะช่วงกลางซึ่งเป็นชนิด SBM ของฐานหลุมผลิตทั้ง 4 แห่ง ของโครงการฯ ซึ่งมีระดับความลึกของหลุมผลิตจากระดับความลึก 1,000 เมตร (ระยะการเจาะช่วงบน) ถึง 3,500

เมตร จะใช้ปริมาณโคลนช่วยเจาะเท่ากันในทุกหลุมที่ประมาณ 589.05 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุมเจาะ ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างการประเมินปริมาณการใช้โคลนช่วยเจาะของหลุมเจาะได้ดังนี้

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะทั้งหมด = ปริมาตรท่อกรุขนาด 13.375 นิ้ว (ซึ่งมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในเท่ากับ 12.615 นิ้ว) + ปริมาตรหลุมเจาะช่วงล่างขนาด 12.25 นิ้ว (คำนวณจากรัศมีจริงของหลุมเจาะขนาด 12.25 นิ้ว) + ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout หลุมเจาะช่วงล่างขนาด 12.25 นิ้ว + ปริมาณของเหลวในถังเก็บ (Active pit) + ปริมาณโคลนที่สูญเสียจากการเจาะ

โดยที่

ปริมาตรของหลุมเจาะ (ลูกบาศก์เมตร) = $\pi r^2 h$

เมื่อ π = 22/7

r = ขนาดรัศมีจริงของหลุมเจาะ (เมตร) (โดยที่ 1 นิ้ว เท่ากับ 0.0254 เมตร)

h = ความลึกหลุม (เมตร)

ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout หลุมเจาะช่วง 12.25 นิ้ว = จากการเจาะที่ผ่านมา พบว่ามีปริมาตรการกัดเซาะหลุมเจาะ (Washout) ช่วงล่าง ที่ร้อยละ 12.11 ของปริมาตรหลุมเจาะ

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะคงเหลือในถัง = ปริมาตรโคลนที่ใช้ในการเจาะคงเหลือต่ำสุดในถังเก็บ (ของ SBM เท่ากับ 60 ลูกบาศก์เมตร)

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่สูญเสีย = ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินระหว่างการเจาะ + ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ

ตัวอย่างการคำนวณปริมาณโคลนช่วยเจาะชนิด SBM ที่จะใช้สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมภายในฐานหลุมผลิตสามพญา-ดี (SPA-D) ซึ่งมีความลึกในการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุมมากที่สุด มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ปริมาตรภายในท่อกรุขนาด 12.615 นิ้ว (0.318 เมตร) = $22/7 \times (12.615 \times 0.5 \times 0.0254)^2 \times 1,000$

= 80.64 ลูกบาศก์เมตร

ปริมาตรหลุมเจาะช่วง 12.25 นิ้ว (0.311 เมตร) = $22/7 \times (12.25 \times 0.5 \times 0.0254)^2 \times 2,500$

= 190.09 ลูกบาศก์เมตร

ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout หลุมเจาะช่วง 12.25 นิ้ว = 190.09 x 12.11 / 100

= 23.02 ลูกบาศก์เมตร

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะคงเหลือในถัง = 60.0 ลูกบาศก์เมตร

ปริมาณที่สูญเสีย

โคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงกลางของหลุมปิโตรเลียมในฐานหลุมผลิตสามพญา-ดี (SPA-D) มีปริมาณ 542.02 ลูกบาศก์เมตร เมื่อผ่านออกมาจากปากหลุมพร้อมกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ จะผ่านเข้าสู่ระบบหมุนเวียนโคลนช่วยเจาะ ซึ่งประกอบด้วยเครื่องแยก (Shale Shaker) ทำหน้าที่แยกส่วนที่เป็นของแข็งหรือเศษดินเศษหินที่มีขนาดใหญ่ที่เกิดจากการเจาะออก และเครื่องเหวี่ยง (Centrifuge) ทำหน้าที่แยกส่วนที่เป็นของแข็งหรือเศษดินเศษหินที่มีขนาดเล็กที่เกิดจากการเจาะออกจากโคลนช่วยเจาะ ส่วนโคลนช่วยเจาะจะหมุนเวียนกลับมาเข้าระบบใหม่เพื่อใช้ในการเจาะจนเสร็จสิ้นการเจาะ ซึ่งท้ายที่สุดจะเหลือปริมาณโคลนช่วยเจาะประมาณ 296.13 ลูกบาศก์เมตร (ปริมาณคงค้างถัง 60 ลูกบาศก์เมตร รวมกับปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout 23.02 ลูกบาศก์เมตร และปริมาณที่หมุนเวียนกลับเข้าถังใหม่ประมาณ 213.11 ลูกบาศก์เมตร) ซึ่งสามารถนำกลับไปใช้ในการเจาะของหลุมถัดไป ส่วนปริมาณที่สูญหายออกจากระบบในระหว่างกระบวนการเจาะและการหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะ อธิบายได้ดังนี้

- **ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Cutting Base Fluid Retention; CBFR):** (จากสถิติการเจาะหลุมที่ผ่านมาในแปลง S1 เกิด Oil on Cutting ประมาณร้อยละ 12 (โดยน้ำหนัก) ปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะ และโคลนที่ใช้ในการเจาะที่จะต้องนำไปกำจัดเฉลี่ย เท่ากับ 0.02 ตัน/ความลึกของการเจาะ 1 เมตร โดยมีความถ่วงจำเพาะเท่ากับ 2.55 ตัน/ลูกบาศก์เมตร) ซึ่งในการเจาะหลุมปิโตรเลียมลึก 3,500 เมตร จะมีปริมาณโคลนที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ ประมาณ 60.30 ลูกบาศก์เมตร
- **ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่สูญเสียออกจากระบบในระหว่างขั้นตอนการเจาะ:** จากการเจาะที่ผ่านมาพบว่ามีการสูญเสียสำหรับการเจาะด้วย SBM เฉลี่ย 70 ลิตร/เมตร โดยอาจเกิดได้จากการสูญเสียในชั้นหิน การระเหยของน้ำโคลนที่พื้นผิว หรือน้ำโคลนที่ผสมกับของเหลวชนิดอื่นทำให้ไม่สามารถนำมาใช้งานซ้ำได้ ซึ่งในการเจาะหลุมปิโตรเลียมลึก 3,500 เมตร จะมีปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่สูญเสียออกจากระบบในระหว่างขั้นตอนการเจาะประมาณ 175.00 ลูกบาศก์เมตร

ทั้งนี้ ในระหว่างการเจาะจะเกิดการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ (Washout) โดยการเจาะหลุมช่วงกลางจะมีสัดส่วนการกัดเซาะ ร้อยละ 12.11 ของปริมาตรหลุมเจาะ ทำให้เกิดเศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 23.02 ลูกบาศก์เมตร/หลุม โดยมีปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนเจาะที่ต้องกำจัด 273.41 ลูกบาศก์เมตร/หลุม (เศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 23.02 ลูกบาศก์เมตร + โคลนที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ 60.30 ลูกบาศก์เมตร + ปริมาตรหลุมเจาะช่วงกลาง 190.09 ลูกบาศก์เมตร)

ปริมาณโคลนที่สูญเสียจากการเจาะทั้งหมด

- ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินระหว่างการเจาะ = 70 x 2,500 / 1,000 = 175 ลูกบาศก์เมตร
- ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ = 60.30

ดังนั้น ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะทั้งหมด = 80.64 + 190.09 + 23.02 + 60 + 175 + 60.30
= 589.05 ลูกบาศก์เมตร

2.3โคลนช่วยเจาะชนิด SBM ที่ใช้ในการเจาะช่วงล่าง (ระดับการเจาะตั้งแต่ช่วง 3,500 เมตร ลงไปจนถึงชั้นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม)

<u>ปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ใช้</u>

ปริมาณการใช้โคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะช่วงล่างซึ่งเป็นชนิด SBM ขึ้นกับระดับความลึกของหลุมผลิต ซึ่งฐานหลุมผลิตทั้ง 4 แห่ง ของโครงการฯ จะมีระดับความลึกสูงสุดของหลุมผลิตจากระดับความลึก 1,000 เมตร (ระยะการเจาะช่วงบน) อยู่ระหว่าง 4,400 - 5,033 เมตร ซึ่งมีปริมาณการใช้โคลนช่วยเจาะช่วงล่าง ระหว่าง 311.61 – 389.27 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุมเจาะ โดยสามารถแสดงตัวอย่างการประเมินปริมาณการใช้โคลนช่วยเจาะได้ดังนี้

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะทั้งหมด = ปริมาตรท่อกรุขนาด 9.625 นิ้ว (ซึ่งมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในเท่ากับ 8.921 นิ้ว) + ปริมาตรหลุมเจาะช่วงล่างขนาด 8.5 นิ้ว (คำนวณจากรัศมีจริงของหลุมเจาะขนาด 8.5 นิ้ว) + ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout หลุมเจาะช่วงล่างขนาด 8.5 นิ้ว + ปริมาณของเหลวในถังเก็บ (Active pit) + ปริมาณโคลนที่สูญเสียจากการเจาะ

โดยที่

ปริมาตรของหลุมเจาะ (ลูกบาศก์เมตร) = $\pi r^2 h$

เมื่อ π = 22/7

r = ขนาดรัศมีจริงของหลุมเจาะ (เมตร) (โดยที่ 1 นิ้ว เท่ากับ 0.0254 เมตร)

h = ความลึกหลุม (เมตร)

ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout หลุมเจาะช่วง 8.5 นิ้ว = จากการเจาะที่ผ่านมา พบว่ามีปริมาตรการกัดเซาะหลุมเจาะ (Washout) ช่วงล่าง ที่ร้อยละ 12.11 ของปริมาตรหลุมเจาะ

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะคงเหลือในถัง = ปริมาตรโคลนที่ใช้ในการเจาะคงเหลือต่ำสุดในถังเก็บ (ของ SBM เท่ากับ 60 ลูกบาศก์เมตร)

ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่สูญเสีย = ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินระหว่างการเจาะ + ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ

ตัวอย่างการคำนวณปริมาณโคลนช่วยเจาะชนิด SBM ที่จะใช้สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมในช่วงล่างภายในฐานหลุมผลิตสามพญา-ดี (SPA-D) ซึ่งมีความลึกในการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุมมากที่สุด มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ปริมาตรภายในท่อกรุขนาด 8.921 นิ้ว (0.227 เมตร)	=	22/7 x (8.921 x 0.5 x 0.0254)^2 x 3,500
	=	141.20 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาตรหลุมเจาะช่วง 8.5 นิ้ว (0.216 เมตร)	=	22/7 x (8.5 x 0.5 x 0.0254)^2 x 1,533
	=	56.12 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาตรหลุมเจาะ/ปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout หลุมเจาะช่วง 8.5 นิ้ว	=	56.12 x 12.11 / 100
	=	6.80 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะคงเหลือในถัง	=	60.0 ลูกบาศก์เมตร

<u>ปริมาณที่สูญเสีย</u>

โคลนช่วยเจาะที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงล่างของหลุมปิโตรเลียมในฐานหลุมผลิต มีปริมาณ 389.27 ลูกบาศก์เมตร เมื่อผ่านออกมาจากปากหลุมพร้อมกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ จะผ่านเข้าสู่ระบบหมุนเวียนโคลนช่วยเจาะ ซึ่งประกอบด้วยเครื่องแยก (Shale Shaker) ทำหน้าที่แยกส่วนที่เป็นของแข็งหรือเศษดินเศษหินที่มีขนาดใหญ่ที่เกิดจากการเจาะออก และเครื่องเหวี่ยง (Centrifuge) ทำหน้าที่แยกส่วนที่เป็นของแข็งหรือเศษดินเศษหินที่มีขนาดเล็กที่เกิดจากการเจาะออกจากโคลนช่วยเจาะ ส่วนโคลนช่วยเจาะจะหมุนเวียนกลับมาเข้าระบบใหม่เพื่อใช้ในการเจาะจนเสร็จสิ้นการเจาะ ซึ่งท้ายที่สุดจะเหลือปริมาณโคลนช่วยเจาะประมาณ 129.72 ลูกบาศก์เมตร (ปริมาณคงค้างถัง 60 ลูกบาศก์เมตร รวมกับปริมาณเศษดินเศษหิน ที่เกิดจากการ Washout 6.80 ลูกบาศก์เมตร และปริมาณที่หมุนเวียนกลับเข้าถังใหม่ประมาณ 62.92 ลูกบาศก์เมตร) ซึ่งสามารถนำกลับไปใช้ในการเจาะของหลุมถัดไป ส่วนปริมาณที่สูญหายออกจากระบบในระหว่างกระบวนการเจาะและการหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะ อธิบายได้ดังนี้

- **ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Cutting Base Fluid Retention; CBFR):** (จากสถิติการเจาะหลุมที่ผ่านมาในแปลง S1 เกิด Oil on Cutting ประมาณร้อยละ 12 (โดยน้ำหนัก) ปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะ และโคลนที่ใช้ในการเจาะที่จะต้องนำไปกำจัดเฉลี่ย เท่ากับ 0.02 ตัน/ความลึกของการเจาะ 1 เมตร โดยมีความถ่วงจำเพาะเท่ากับ 2.55 ตัน/ลูกบาศก์เมตร) ซึ่งในการเจาะหลุมปิโตรเลียมลึก 5,033 เมตร จะมีปริมาณโคลนที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ ประมาณ 17.84 ลูกบาศก์เมตร
- **ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่สูญเสียออกจากระบบในระหว่างขั้นตอนการเจาะ:** จากการเจาะที่ผ่านมาพบว่ามีการสูญเสียสำหรับการเจาะด้วย SBM เฉลี่ย 70 ลิตร/เมตร โดยอาจเกิดได้จากการสูญเสียในชั้นหิน การระเหยของน้ำโคลนที่พื้นผิว หรือน้ำโคลนที่ผสมกับของเหลวชนิดอื่นทำให้ไม่สามารถนำมาใช้งานซ้ำได้ ซึ่งในการเจาะหลุมปิโตรเลียมลึก 5,033

เมตร จะมีปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่สูญเสียออกจากระบบในระหว่างขั้นตอนการเจาะประมาณ 107.31 ลูกบาศก์เมตร

ทั้งนี้ ในระหว่างการเจาะจะเกิดการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ (Washout) โดยการเจาะหลุมช่วงล่างจะมีสัดส่วนการกัดเซาะ ร้อยละ 12.11 ของปริมาตรหลุมเจาะช่วงล่าง ทำให้เกิดเศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 6.80 ลูกบาศก์เมตร/หลุม โดยมีปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนเจาะที่ต้องกำจัด 80.38 ลูกบาศก์เมตร/หลุม (เศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ 6.8 ลูกบาศก์เมตร + โคลนที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ 17.84 ลูกบาศก์เมตร + ปริมาตรหลุมเจาะช่วงล่าง 56.12 ลูกบาศก์เมตร)

ปริมาณโคลนที่สูญเสียจากการเจาะทั้งหมด

- ปริมาณของเหลวที่ซึมผ่าน/สูญเสียในชั้นหินระหว่างการเจาะ = 70 x 1,533 / 1,000 = 107.31 ลูกบาศก์เมตร
- ปริมาณโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ = 17.84

ดังนั้น ปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะทั้งหมด = 141.20 + 56.12 + 6.80 + 60 + 107.31 + 17.84
= 389.27 ลูกบาศก์เมตร

ปริมาณของเหลวและโคลนช่วยเจาะที่ใช้ในแต่ละช่วงของการเจาะ และปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Cuttings) ที่เกิดจากการเจาะของหลุมผลิตสำหรับการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม ของฐานหลุมผลิตทั้ง 4 แห่ง แสดงดัง**ตารางที่ 2-33** สมดุลมวลของโคลนช่วยเจาะ แสดงใน**รูปที่ 2-99** (การเจาะช่วงบนและช่วงกลาง) และ **รูปที่ 2-100** (การเจาะช่วงล่าง)

ทั้งนี้ สามารถสรุปปริมาณเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียม ที่เกิดขึ้นจากจำนวนหลุมที่ขอเพิ่มเติมทั้งหมด รวมถึงปริมาณเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งหมดภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ของฐานหลุมผลิตทั้ง 23 แห่ง ดังแสดงรายละเอียดใน**ตารางที่ 2-34**

ตารางที่ 2-33 ขนาดและความลึกของหลุมที่วัดได้ในแนวหลุม ปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนช่วยเจาะสำหรับฐานหลุมผลิตที่มีการเจาะ 3 ช่วง ของโครงการฯ

ฐานหลุมผลิต	ความลึกหลุมเจาะ[1/]	ขนาดหลุมเจาะ	ขนาด OD Casing[2/]	ขนาด ID Casing[3/]	ปริมาตรหลุมเจาะถึงการเจาะแต่ละช่วง	ปริมาณเศษหินจากการเจาะ				ปริมาตรท่อกรุ	ปริมาณของเหลวที่ใช้ในการเจาะ (ไม่รวมการสูญเสีย ระหว่างการเจาะ)	ปริมาณของเหลวทั้งหมด	ปริมาณของเหลวที่สูญเสีย			ปริมาณที่นำกลับมาใช้ใหม่			ของเสียที่ต้องกำจัด[6/]
						จากการเจาะหลุมแต่ละช่วง	สัดส่วนเศษดินเศษหินที่เกิดจากการ Washout[4/]	ปริมาตรเศษดินเศษหินที่เกิดจากการ Washout[4/]	รวม				สูญเสียในระหว่างการเจาะ[5/]	ติดไปกับเศษหินจากการเจาะ (CBFR)	รวม	ปริมาณที่หมุนเวียนกลับจากระบบ	ปริมาณคงเหลือสุดท้ายในถังเก็บ	รวม	ปริมาณเศษหินและโคลนช่วยเจาะที่ต้องกำจัด (ต่อหลุม)
	(เมตร)	(นิ้ว)	(นิ้ว)	(นิ้ว)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ร้อยละ)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)	(ลบ.ม.)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (5)+(7)	(9)	(10) = (4)+(7)+(15)	(10A) = (10)+(13)	(11)	(12)	(13) = (11)+(12)	(14)	(15)	(16)	(17) = (8)+(12)
การเจาะในช่วงบน: มีระดับความลึก 1,000 เมตรจากผิวดิน ใช้น้ำ หรือ WBM ในการเจาะ																			
KDN-A	1,000	17.50	13.375	12.615	155.18	155.18	14.36	22.28	177.46	80.64	177.46	243.36	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	227.46
SPA-A	1,000	17.50	13.375	12.615	155.18	155.18	14.36	22.28	177.46	80.64	177.46	243.36	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	227.46
SPA-B	1,000	17.50	13.375	12.615	155.18	155.18	14.36	22.28	177.46	80.64	177.46	243.36	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	227.46
SPA-D	1,000	17.50	13.375	12.615	155.18	155.18	14.36	22.28	177.46	80.64	177.46	243.36	15.90	50.00	65.90	0.00	0.00	0.00	227.46
การเจาะในช่วงกลาง: มีระดับความลึกตั้งแต่ช่วง 1,000-3,500 เมตร ใช้ SBM ในการเจาะ																			
KDN-A	3,500	12.25	9.625	8.921	190.09	190.09	12.11	23.02	213.11	100.81	273.11	508.41	175.00	60.30	235.30	213.11	60.00	273.11	273.41
SPA-A	3,500	12.25	9.625	8.921	190.09	190.09	12.11	23.02	213.11	100.81	273.11	508.41	175.00	60.30	235.30	213.11	60.00	273.11	273.41
SPA-B	3,500	12.25	9.625	8.921	190.09	190.09	12.11	23.02	213.11	100.81	273.11	508.41	175.00	60.30	235.30	213.11	60.00	273.11	273.41
SPA-D	3,500	12.25	9.625	8.921	190.09	190.09	12.11	23.02	213.11	100.81	273.11	508.41	175.00	60.30	235.30	213.11	60.00	273.11	273.41
การเจาะในช่วงล่าง: มีระดับความลึกตั้งแต่ช่วง 3,500 เมตร ลงไปจนถึงชั้นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ใช้ SBM ในการเจาะ																			
KDN-A	4,800	8.50	7.000	6.366	47.59	47.59	12.11	5.76	53.36	26.69	113.36	219.49	91.00	15.13	106.13	53.36	60.00	113.36	68.49
SPA-A	4,400	8.50	7.000	6.366	32.95	32.95	12.11	3.99	36.94	18.48	96.94	170.41	63.00	10.47	73.47	36.94	60.00	96.94	47.41
SPA-B	4,400	8.50	7.000	6.366	32.95	32.95	12.11	3.99	36.94	18.48	96.94	170.41	63.00	10.47	73.47	36.94	60.00	96.94	47.41
SPA-D	5,033	8.50	7.000	6.366	56.12	56.12	12.11	6.80	62.92	31.48	122.92	248.07	107.31	17.84	125.15	62.92	60.00	122.92	80.76

หมายเหตุ: 1/ ความลึกที่มากที่สุดของหลุมเจาะปิโตรเลียมสำหรับฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง

2/ ขนาด OD หมายถึง ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก (Outside Diameter) ของท่อกรุ (casing)

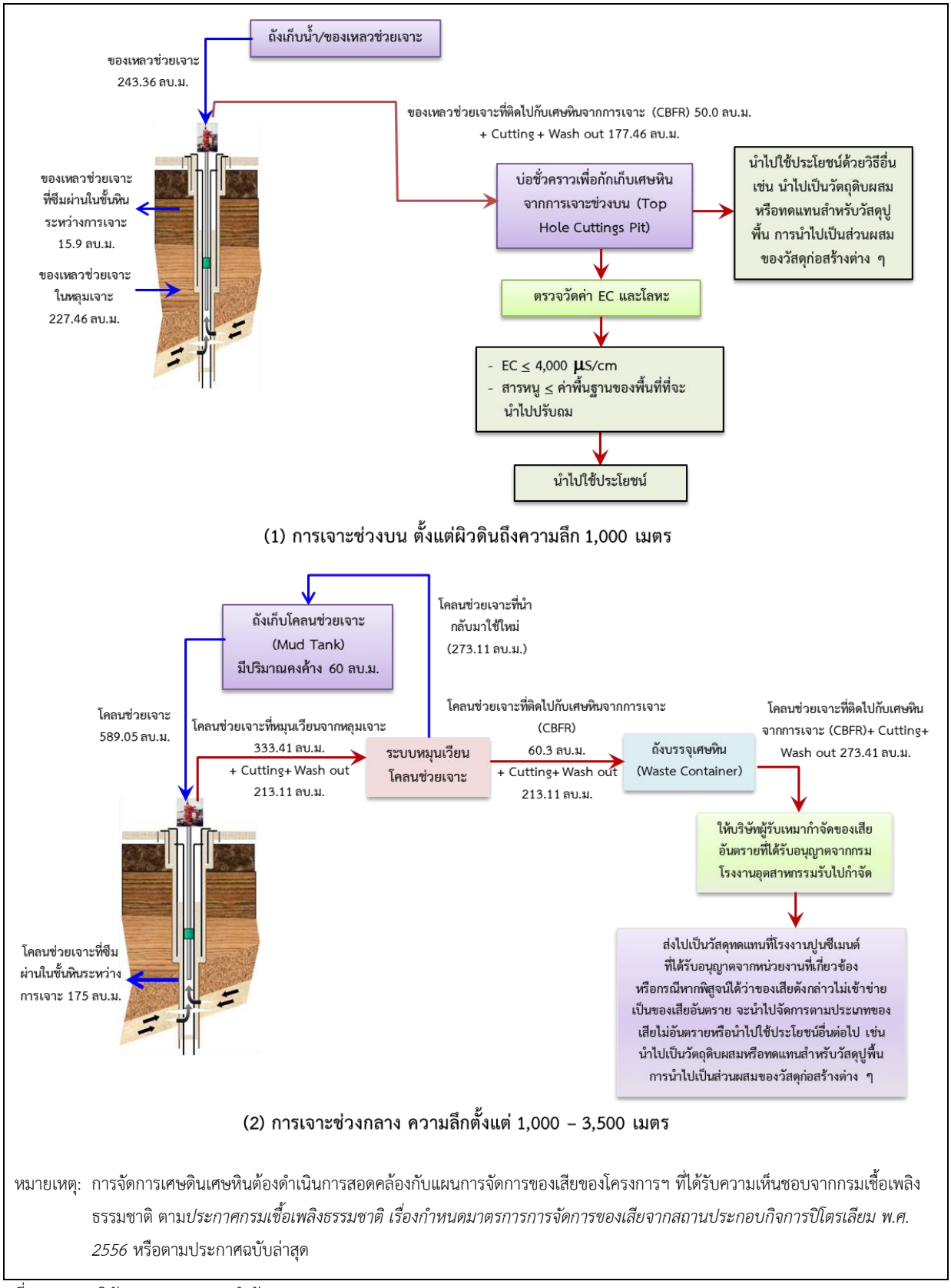
3/ ขนาด ID หมายถึง ขนาดเป็นเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (Inside Diameter) ของท่อกรุ (casing)

4/ Washout หมายถึง สัดส่วนการกัดเซาะหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ (Washout) เทียบกับปริมาตรหลุมเจาะ โดยการเจาะช่วงบนจะมีสัดส่วนการ Washout ที่ร้อยละ 14.36 ของปริมาตรหลุมเจาะ และการเจาะช่วงกลางและช่วงล่างจะมีสัดส่วนการ Washout ที่ร้อยละ 12.11 ของปริมาตรหลุมเจาะ

5/ สูญเสียในระหว่างการเจาะ มีค่าเฉลี่ย 15.9 ลิตร/เมตร สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงบน และ 70 ลิตร/เมตร สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงกลางและช่วงล่าง

6/ ปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนเจาะที่ต้องกำจัดในการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงล่าง ประเมินจากปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะเฉพาะช่วงล่าง+ของเหลวที่ติดติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ (CBFR)+ปริมาตรเศษดินเศษหินที่เกิดจากการ Washout โดยโครงการฯ จะเจาะหลุมปิโตรเลียมครั้งละ 1 หลุม

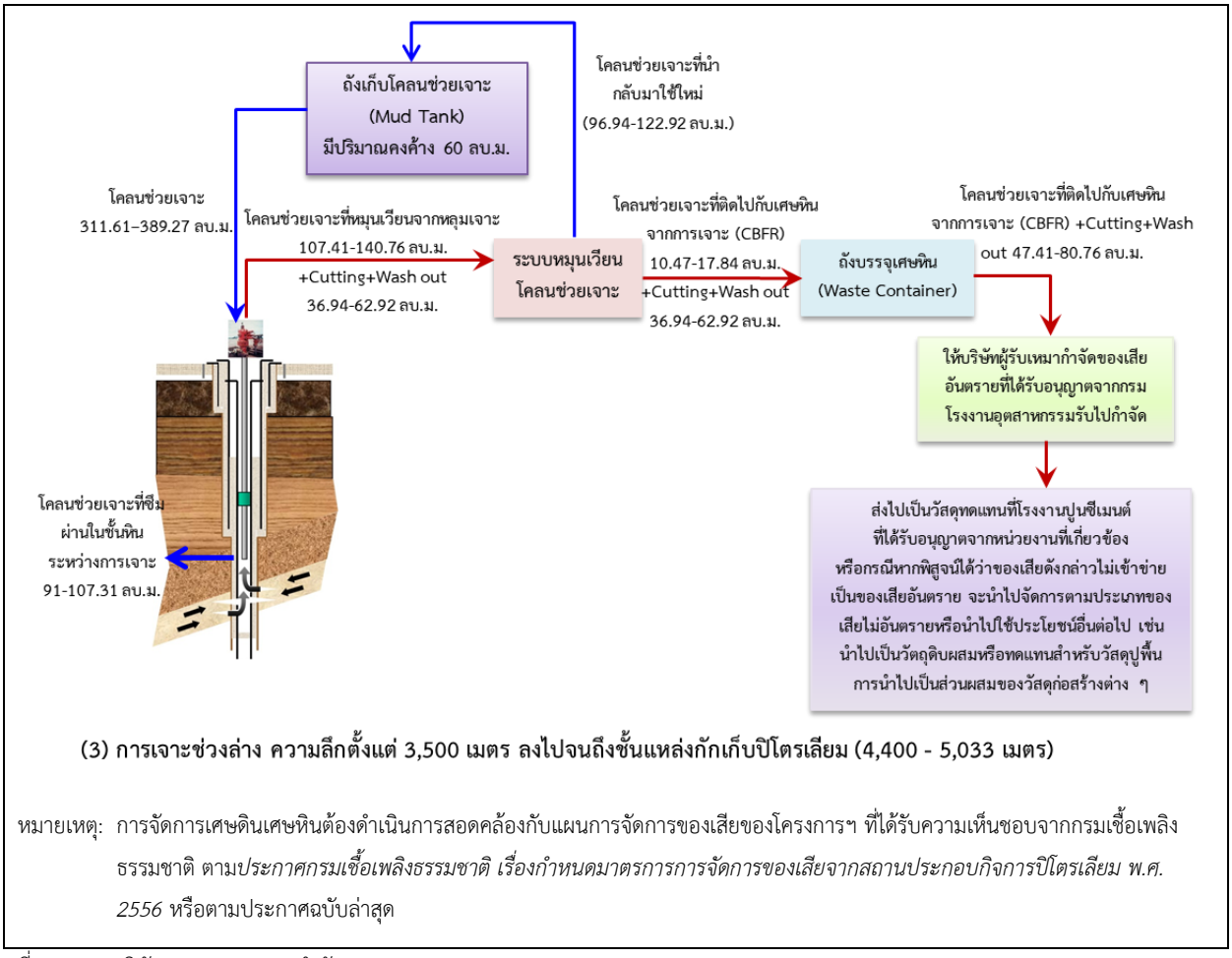
ที่มา : บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)



หมายเหตุ: การจัดการเศษดินเศษหินต้องดำเนินการสอดคล้องกับแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตาม*ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่องกำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2556* หรือตามประกาศฉบับล่าสุด

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-99 สมดุลมวลของโคลนช่วยเจาะและเศษดินเศษหินจากการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (การเจาะช่วงบนและช่วงกลาง)



(3) การเจาะช่วงล่าง ความลึกตั้งแต่ 3,500 เมตร ลงไปจนถึงชั้นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (4,400 - 5,033 เมตร)

หมายเหตุ: การจัดการเศษดินเศษหินต้องดำเนินการสอดคล้องกับแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตาม*ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่องกำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2556* หรือตามประกาศฉบับล่าสุด

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-100 สมดุลมวลของโคลนช่วยเจาะและเศษดินเศษหินจากการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (การเจาะช่วงล่าง)

ตารางที่ 2-34 ปริมาตรเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ

ฐานหลุมผลิต	ความลึกเป้าหมาย (เมตร)	จำนวนหลุม (หลุม)			ปริมาตรเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียม (ลบ.ม./หลุม)		ปริมาตรเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ขอเพิ่มเติมทั้งหมด (ลบ.ม.)			ปริมาตรเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งหมด ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ (ลบ.ม.)		
		ยังไม่ได้ดำเนินการเจาะ	ขอเพิ่มเติมในครั้งนี้	รวม	หลุมช่วงบน	หลุมช่วงล่าง*	รวมหลุมช่วงบน	รวมหลุมช่วงล่าง*	รวมทั้งหมด	รวมหลุมช่วงบน	รวมหลุมช่วงล่าง*	รวมทั้งหมด
บึงช้าง-อี (BCG-E)	4,246	15	3	18	136.96	171.00	410.88	513.00	923.88	2,465.28	3,078.00	5,543.28
บึงแวง-เอ (BWG-A)	3,800	3	21	24	136.96	147.51	2,876.16	3,097.71	5,973.87	3,287.04	3,540.24	6,827.28
คลองด่าน-เอ (KDN-A)*	4,800	10	10	20	227.46	341.90	2,274.60	3,419.00	5,693.60	4,549.20	6,838.00	11,387.20
คุยม่วง-เอ (KMG-A)	4,100	6	2	8	136.96	163.31	273.92	326.62	600.54	1,095.68	1,306.48	2,402.16
ลำคูณ-เอ (LKN-A)	2,600	4	17	21	136.96	84.29	2,328.32	1,432.93	3,761.25	2,876.16	1,770.09	4,646.25
ลำคูณ-บี (LKN-B)	2,600	5	17	22	136.96	84.29	2,328.32	1,432.93	3,761.25	3,013.12	1,854.38	4,867.50
ลานกระบือ-เอช (LKU-H)	2,949	3	2	5	136.96	102.67	273.92	205.34	479.26	684.80	513.35	1,198.15
แม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)	2,444	5	24	29	136.96	76.08	3,287.04	1,825.92	5,112.96	3,971.84	2,206.32	6,178.16
หนองมะขาม-ไอ (NMM-I)	3,960	3	9	12	136.96	155.94	1,232.64	1,403.46	2,636.10	1,643.52	1,871.28	3,514.80
หนองมะขาม-เจ (NMM-J)	4,464	3	26	29	136.96	182.49	3,560.96	4,744.74	8,305.70	3,971.84	5,292.21	9,264.05
หนองมะขาม-คิว (NMM-Q)	4,170	7	12	19	136.96	167.00	1,643.52	2,004.00	3,647.52	2,602.24	3,173.00	5,775.24
หนองอ้อ-ซี (NOH-C)	3,100	4	4	8	136.96	110.63	547.84	442.52	990.36	1,095.68	885.04	1,980.72
หนองอ้อ-ดี (NOH-D)	3,500	16	1	17	136.96	131.71	136.96	131.71	268.67	2,328.32	2,239.07	4,567.39
โนนพลวง-อี (NPG-E)	3,090	9	4	13	136.96	110.11	547.84	440.44	988.28	1,780.48	1,431.43	3,211.91
โนนพลวง-เอฟ (NPG-F)	3,097	30	6	36	136.96	110.48	821.76	662.88	1,484.64	4,930.56	3,977.28	8,907.84
สามพญา-เอ (SPA-A)*	4,400	6	11	17	227.46	320.82	2,502.06	3,529.02	6,031.08	3,866.82	5,453.94	9,320.76
สามพญา-บี (SPA-B)*	4,400	8	11	19	227.46	320.82	2,502.06	3,529.02	6,031.08	4,321.74	6,095.58	10,417.32
สามพญา-ดี (SPA-D)*	5,033	8	2	10	227.46	354.17	454.92	708.34	1,163.26	2,274.60	3,541.70	5,816.30

ตารางที่ 2-34 ปริมาตรเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ (ต่อ)

ฐานหลุมผลิต	ความลึกเป้าหมาย (เมตร)	จำนวนหลุม (หลุม)			ปริมาตรเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียม (ลบ.ม./หลุม)		ปริมาตรเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ขอเพิ่มเติมทั้งหมด (ลบ.ม.)			ปริมาตรเศษดินเศษหิน และโคลนจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งหมด ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ (ลบ.ม.)		
		ยังไม่ได้ดำเนินการเจาะ	ขอเพิ่มเติมในครั้งนี้	รวม	หลุมช่วงบน	หลุมช่วงล่าง*	รวมหลุมช่วงบน	รวมหลุมช่วงล่าง*	รวมทั้งหมด	รวมหลุมช่วงบน	รวมหลุมช่วงล่าง*	รวมทั้งหมด
ตะแบกงาม–เอ (TBM-A)	3,200	10	1	11	136.96	115.90	136.96	115.9	252.86	1,506.56	1,274.90	2,781.46
ทับแรต-อีเอ (TRT-EA)	4,430	14	15	29	136.96	180.70	2,054.4	2,710.5	4,764.9	3,971.84	5,240.30	9,212.14
วังไม้สูง-ดี (WMG-D)	3,000	12	2	14	136.96	105.36	273.92	210.72	484.64	1,917.44	1,475.04	3,392.48
วัดแตน-ดี (WTN-D)	3,800	19	2	21	136.96	147.51	273.92	295.02	568.94	2,876.16	3,097.71	5,973.87
ยางเมือง-อี (YMG-E)	4,130	12	8	20	136.96	164.89	1,095.68	1,319.12	2,414.8	2,739.20	3,297.80	6,037.00

หมายเหตุ: * ฐานหลุมผลิตที่มีการเจาะ 3 ช่วง ของโครงการฯ โดยหลุมช่วงล่างคำนวณจากการเจาะในช่วงกลางและช่วงล่าง

ที่มา: บริษัท บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จำกัด (2566)

2.5.4 ระยะทดสอบหลุม

เนื่องด้วยฐานหลุมผลิตที่มีการก่อสร้าง และดำเนินการเจาะแล้ว ปัจจุบันอยู่ระหว่างการปิดหลุมชั่วคราว จำนวนหลายแห่งด้วยกัน ดังนั้นในเบื้องต้นโครงการฯ จึงมีแผนทดสอบหลุมผลิตสำหรับฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ดำเนินการก่อสร้าง และฐานหลุมผลิตที่มีอยู่เดิมที่จะมีการปรับปรุงพื้นที่ฐานหลุมผลิตทั้ง 23 แห่ง เพื่อทดสอบอัตราการไหลของปิโตรเลียมจากหลุมปิโตรเลียมนั้น รวมถึงหาขอบเขตและศักยภาพการผลิต และวิเคราะห์ส่วนประกอบของปิโตรเลียม เพื่อให้ได้ข้อมูลที่เพียงพอในการตัดสินใจพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม อย่างไรก็ตาม ฐานหลุมผลิตที่ขอทดสอบหลุมผลิตไว้อาจไม่ได้ดำเนินการในทุกแห่ง โดยโครงการฯ จะพิจารณาตามความเพียงพอของข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในการตัดสินใจพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมของฐานหลุมผลิต โดยฐานหลุมผลิตที่จะมีกิจกรรมการทดสอบหลุมมีดังต่อไปนี้

1. ฐานหลุมผลิตบึงช้าง-อี (BCG-E)[1/]
2. ฐานหลุมผลิตบึงแวง-เอ (BWG-A)
3. ฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A)
4. ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)
5. ฐานหลุมผลิตลำคูณ-เอ (LKN-A)
6. ฐานหลุมผลิตลำคูณ-บี (LKN-B)[2/]
7. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอช (LKU-H)
8. ฐานหลุมผลิตแม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)
9. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ไอ (NMM-I)
10. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J)
11. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q)
12. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ซี (NOH-C)
13. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ดี (NOH-D)[2/]
14. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-อี (NPG-E)
15. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอฟ (NPG-F)
16. ฐานหลุมผลิตสามพญา-เอ (SPA-A)
17. ฐานหลุมผลิตสามพญา-บี (SPA-B)
18. ฐานหลุมผลิตสามพญา-ดี (SPA-D)
19. ฐานหลุมผลิตตะแบกงาม-เอ (TBM-A)
20. ฐานหลุมผลิตทับแรต-อีเอ (TRT-EA)
21. ฐานหลุมผลิตวังไม้สูง-ดี (WMG-D)
22. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-ดี (WTN-D)[2/]
23. ฐานหลุมผลิตยางเมือง-อี (YMG-E)[2/]

หมายเหตุ: [1/] หมายถึง ฐานหลุมผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงที่ตั้งฐานหลุมผลิต (ยังไม่ได้ก่อสร้าง) จำนวน 1 แห่ง
[2/] หมายถึง ฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง จำนวน 4 แห่ง

2.5.4.1 วัตถุประสงค์และแผนการทดสอบหลุม

เมื่อการเจาะประสบผลสำเร็จโครงการฯ จะทำการทดสอบอัตราการไหลของปิโตรเลียมจากหลุมปิโตรเลียมนั้น เพื่อให้ได้ข้อมูลที่เพียงพอในการตัดสินใจพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อทราบอัตราการไหลของปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บในชั้นหินเป้าหมาย ทั้งในด้านปริมาณ ระยะเวลา และความสม่ำเสมอ เพื่อเป็นข้อมูลในการวางแผนพัฒนาแหล่งกักเก็บ (Reservoir Management) เช่น การเจาะหลุมประเมินอื่น ๆ เพิ่มเติมเพื่อหาขอบเขตแหล่งกักเก็บ การเจาะหลุมพัฒนาเพื่อทำการผลิต ตลอดจนเพื่อพิจารณาความคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ประกอบการตัดสินใจเลือก

รูปแบบวิธีผลิตต่อไป รวมถึงการเก็บตัวอย่างของไหล (น้ำมันดิบ น้ำ และก๊าซ) จากแหล่งกักเก็บเพื่อนำไปตรวจวิเคราะห์คุณสมบัติต่าง ๆ สำหรับเป็นข้อมูลประกอบในการวางแผนการพัฒนาหลุมปิโตรเลียมนั้น ๆ เช่น อุณหภูมิ ความดัน ความเป็นไข ความหนาแน่น ความถ่วงจำเพาะ (API Gravity) จุดไหลเท (Pour Point) องค์ประกอบของน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ (Associated Gas) ปริมาณน้ำในชั้นหิน (Water Saturation) ปริมาณเกลือในน้ำ ฯลฯ

สำหรับแผนการทดสอบหลุมของโครงการฯ นั้น โครงการฯ จะทำการทดสอบหลุมเป็นระยะเวลา 15 - 30 วัน หรือตามที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติอนุมัติ ซึ่งในกรณีที่ผลการเจาะหลุมปิโตรเลียมไม่พบปิโตรเลียม หรือการทดสอบหลุมให้ผลไม่คุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ โครงการฯ จะดำเนินการตามขั้นตอนการปิดหลุม/สละหลุม (Shut In) หรือดำเนินการอื่น ๆ ตามแผนงานในอนาคตต่อไปโดยมีเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1) กรณีที่มีปริมาณไม่คุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ โครงการฯ จะปิดหลุมหรือสละหลุมนั้น ๆ และเจาะหลุมอื่นต่อไปตามแผน และถ้าหลุมผลิตทั้งหมดไม่ประสบผลสำเร็จ จะปิดหลุม/สละหลุม ตามแนวทางของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

2) กรณีการทดสอบประสบผลสำเร็จ คือ พบปิโตรเลียมในปริมาณที่คุ้มค่าเชิงพาณิชย์ โครงการฯ จะทดสอบอัตราการไหล (Well Testing) ซึ่งมีลักษณะคล้ายกับการผลิตผ่านฐานหลุมผลิต (Production via Well Site) โดยดำเนินการผ่านอุปกรณ์ที่จะติดตั้งที่ฐานหลุมผลิต

2.5.4.2 คุณสมบัติและปริมาณของปิโตรเลียมในระยะทดสอบหลุม

สำหรับคุณสมบัติและองค์ประกอบทางเคมีของปิโตรเลียม (Well fluid/Feed) พิจารณาจากผลการทดสอบหลุม (Production Well Testing) ของฐานหลุมผลิตในแปลง S1 และดำเนินการผลิตอยู่แล้วในปัจจุบัน แสดงดัง**ตารางที่ 2-35** ซึ่งพบว่าองค์ประกอบของปิโตรเลียมของโครงการฯ ส่วนใหญ่เป็นมีเทน ไม่มีปรอท และก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ผสมอยู่

ตารางที่ 2-35 องค์ประกอบและคุณสมบัติของปิโตรเลียมที่คาดว่าจะผลิตได้จากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ

คุณสมบัติ/องค์ประกอบ	หน่วย	ปิโตรเลียมที่คาดว่าจะผลิตได้จากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ[1/]
สัดส่วนของปิโตรเลียมในสถานะก๊าซ	ร้อยละของโมล (% mole)	92.1
สัดส่วนของปิโตรเลียมในสถานะของเหลว	ร้อยละของโมล (% mole)	47
ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ (API Gravity)[1/]	องศา	17.2
ความหนาแน่น (ที่อุณหภูมิ 15.56 องศาเซลเซียส)	กิโลกรัม/ลูกบาศก์เมตร	0.9645
ความหนืดจลน์ (Kinematic viscosity)	เซนติสโตก (m^2/s)	5,390
จุดไหลเท (Pour Point)	องศาเซลเซียส	ต่ำกว่า 10 องศาเซลเซียส
น้ำหนักโมเลกุลของก๊าซธรรมชาติ	กรัม/โมล	17.6
คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	ร้อยละของโมล (% mole)	0.435
ไนโตรเจน (N_2)	ร้อยละของโมล (% mole)	7.44
ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S)	ร้อยละของโมล (% mole)	N/A
ปรอท (Hg)	ร้อยละของโมล (% mole)	N/A

ตารางที่ 2-35 องค์ประกอบและคุณสมบัติของปิโตรเลียมที่คาดว่าจะผลิตได้จากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ

คุณสมบัติ/องค์ประกอบ	หน่วย	ปิโตรเลียมที่คาดว่าจะผลิตได้จากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ[1/]
มีเทน (CH_4)	ร้อยละของโมล (% mole)	89.409
อีเทน (C_2H_6)	ร้อยละของโมล (% mole)	2.151
โพรเพน (C_3H_8)	ร้อยละของโมล (% mole)	0.156
บิวเทน (C_4H_{10})	ร้อยละของโมล (% mole)	0.058
ไอโซบิวเทน (I-C_4)	ร้อยละของโมล (% mole)	0.043
เพนเทน (C_5H_{12})	ร้อยละของโมล (% mole)	0.083
ไอโซเพนเทน (I-C_5)	ร้อยละของโมล (% mole)	0.056
Pseudo-Component (C_6–C_{10})	ร้อยละของโมล (% mole)	0.169

หมายเหตุ: 1/ หน่วยวัดค่าความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ เป็นองศา กำหนดขึ้นโดยสถาบันปิโตรเลียมแห่งสหรัฐอเมริกา (The American Petroleum Institute) เป็นค่าที่แสดงความหนักเบาของน้ำมัน โดยปรกติน้ำมันดิบมีค่าความถ่วง API อยู่ระหว่าง 20-45 องศา และสามารถแบ่งน้ำมันดิบออกเป็น 3 ชนิด คือ น้ำมันดิบชนิดเบา มีค่าความถ่วง API มากกว่า 34 องศา น้ำมันดิบชนิดกลาง มีค่าความถ่วง API อยู่ระหว่าง 20-34 องศา และน้ำมันดิบชนิดหนัก มีค่าความถ่วง API น้อยกว่า 20 องศา

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

ข้อมูลปริมาณของน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติที่คาดว่าจะพบจากการทดสอบหลุมผลิตของโครงการฯ อ้างอิงจากข้อมูลผลการทดสอบอัตราการไหลและตรวจวัดคุณสมบัติปิโตรเลียมจากหลุมผลิตต่าง ๆ ในแหล่งผลิตใกล้เคียง ทั้งนี้คาดว่าในระยะทดสอบหลุม ปิโตรเลียมที่ผลิตได้จะมีลักษณะเป็นน้ำมันดิบแห้ง (Dry Crude) หรือมีค่าอัตราส่วนน้ำและตะกอนที่ปนอยู่ในน้ำมันน้อยกว่าร้อยละ 0.5 (Base Sedimentation and Water ; BS&W <0.5%) เนื่องจากการดำเนินงานที่ผ่านมาของเจ้าของโครงการฯ ในระยะทดสอบหลุมยังไม่พบเหตุการณ์ที่น้ำแทรกขึ้นมาถึงหลุมผลิตปิโตรเลียม (Water Breakthrough) แม้ในกรณีที่แรงดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมาจากแหล่งกักเก็บที่มีน้ำเป็นกลไกขับเคลื่อน (Water Drive Mechanism) ซึ่งมีแรงดันสนับสนุนมาก ก็ยังพบว่าปิโตรเลียมที่ผลิตได้มีลักษณะเป็นน้ำมันดิบแห้ง (Dry Crude)

ทั้งนี้ โครงการฯ จะดำเนินการทดสอบหลุมเพียง 1 ครั้ง ต่อฐานหลุมผลิตเท่านั้น โดยจะทดสอบหลุมเฉพาะหลุมปิโตรเลียมในลำดับการเจาะหลุมชุดแรก โดยมีปริมาณปิโตรเลียมคาดการณ์จากฐานหลุมผลิตทั้ง 23 แห่ง ของโครงการฯ ในระยะทดสอบหลุม ดังแสงใน**ตารางที่ 2-36**

ตารางที่ 2-36 ปริมาณปิโตรเลียมคาดการณ์จากหลุมผลิตของโครงการฯ ในระยะทดสอบหลุม

[redacted]

หมายเหตุ: 1/ อุปกรณ์การผลิตที่ฐานหลุมผลิตมีค่าการออกแบบ (Design Criteria) เครื่องแยกสถานะ (Separator) ของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง สามารถรองรับของเหลวได้สูงสุด 4,000 บาร์เรล/วัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.4.3 มาตรฐานการออกแบบอุปกรณ์ในระยะทดสอบหลุม

ภายหลังการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะและอุปกรณ์การเจาะอื่น ๆ ออกนอกฐานหลุมผลิตของโครงการฯ แล้ว จะมีการทำความสะอาดและตรวจสอบความเรียบร้อยภายในฐานหลุมผลิตเพื่อรองรับอุปกรณ์ทดสอบหลุม โดยคงสภาพองค์ประกอบทั้งหมดของฐานหลุมผลิตไว้อย่างเดิม ซึ่งอุปกรณ์ ขนาด และความสามารถในการรองรับการผลิตต่าง ๆ เป็นมาตรฐานเดียวกับที่ใช้ทั่วไปในพื้นที่แหล่งผลิตต่าง ๆ ของเจ้าของโครงการฯ โดยค่าการออกแบบ (Design Criteria) ได้

พิจารณาจากคุณสมบัติของปิโตรเลียมและสภาพแวดล้อมต่าง ๆ ของของไหลภายในชั้นหินบริเวณแหล่งน้ำมันดังกล่าว สำหรับการออกแบบเครื่องแยกสถานะ (Separator) ของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งนั้น บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้มีการปรับปรุงรายละเอียดความสามารถในการผลิตของอุปกรณ์การผลิตแบบ MPF ในภาพรวมของการดำเนินงานในพื้นที่แปลง S1 ให้สามารถรองรับของเหลวได้สูงสุด 4,000 บาร์เรล/วัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ในขณะที่คาดว่าปิโตรเลียมที่ผลิตได้ในระยะทดสอบหลุมของโครงการฯ จะมีลักษณะเป็นน้ำมันดิบแห้ง (Dry Crude) หรือมีค่าอัตราส่วนน้ำและตะกอนที่ปนอยู่ในน้ำมันน้อยกว่าร้อยละ 0.5 (Base Sedimentation and Water ; BS&W <0.5%) โดยเมื่อพิจารณาปริมาณน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติสูงสุดในการผลิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งของโครงการฯ ในระยะทดสอบหลุม (อ้างถึง**ตารางที่ 2-36**) คาดว่าจะมีปริมาณน้ำมันดิบเกิดขึ้นระหว่าง [redacted] บาร์เรล/วัน และก๊าซธรรมชาติเกิดขึ้นระหว่าง [redacted] ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน อย่างไรก็ตาม กำลังการผลิตของแต่ละฐานหลุมผลิตจะถูกควบคุมด้วยความสามารถของระบบเครื่องแยกสถานะที่ได้รับการออกแบบไว้ให้สามารถรองรับของเหลวได้สูงสุด 4,000 บาร์เรล/วัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ดังนั้น จึงคาดว่าปริมาณน้ำมันดิบที่เกิดขึ้นจากการผลิตในแต่ละฐานหลุมผลิตจะไม่เกิน 4,000 บาร์เรล/วัน โดยอยู่ในช่วง [redacted] บาร์เรล/วัน/ฐานหลุมผลิต ส่วนก๊าซธรรมชาติจะไม่เกิน 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน โดยอยู่ในช่วง [redacted] ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน/ฐานหลุมผลิต

ทั้งนี้ ค่าการออกแบบเครื่องแยกสถานะ (Separator) ที่ใช้ในระยะการทดสอบหลุม แสดงดัง**ตารางที่ 2-37**

ตารางที่ 2-37 ค่าการออกแบบเครื่องแยกสถานะ (Separator) ที่ใช้ในระยะทดสอบหลุม

พารามิเตอร์	ค่าการออกแบบ Separator
อัตราการไหลของของเหลว (Liquid flow rate)	4,000 บาร์เรล/วัน (BPD)
อัตราการไหลของก๊าซ (Gas flow rate)	4.0 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน (MMscfd)
ความดันสูงสุดของแหล่งเก็บกัก (Maximum well FTHP)	3,800 ปอนด์/ตารางนิ้ว (psig)
ความดันสูงสุดบริเวณปากหลุม (Maximum well CITHP)	3,550 ปอนด์/ตารางนิ้ว (psig)
ความดันใช้งานปกติ (Normal Operating pressure)	20-50 ปอนด์/ตารางนิ้ว (psig)
อุณหภูมิใช้งานปกติ (Normal Operating temperature)	30-90 องศาเซลเซียส
ความดันสูงสุดที่ออกแบบ (Maximum Operating pressure)	665 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psig)
อุณหภูมิสูงสุดที่ออกแบบ (Maximum Operating temperature)	120 องศาเซลเซียส
ความถ่วงจำเพาะของของเหลว (Liquid density)	43
ความหนืดของของเหลว (Liquid Viscosity) ที่ 40 องศาเซลเซียส	20 เซนติพอยส์ (cP)
อัตราส่วนน้ำและตะกอนพื้นฐาน (BS&W)	ร้อยละ 50
จุดไหลเทของน้ำมัน (Pour point)	27 องศาเซลเซียส

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.4.4 การจัดองค์ประกอบของฐานหลุมผลิตและอุปกรณ์ในระยะทดสอบหลุม

อุปกรณ์ประกอบการทดสอบหลุม ที่จะติดตั้งในพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ จะเป็นอุปกรณ์ชุดเดียวกับที่เคยใช้ในการทดสอบหลุมต่าง ๆ ในพื้นที่แหล่งผลิตต่าง ๆ ในแปลง S1 หรือเป็นอุปกรณ์ที่มีลักษณะการทำงานคล้ายคลึงกัน โดยเป็นอุปกรณ์ขนาดเล็ก สามารถติดตั้งและเคลื่อนย้ายได้สะดวก

ในระยะทดสอบหลุมพื้นที่ดาดคอนกรีต (Concrete Pad) จะใช้สำหรับวางเครื่องจักร/อุปกรณ์ที่มีน้ำหนักมากและมีความเสี่ยงต่อการปนเปื้อน เช่น เครื่องแยกสถานะ เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน ถังกักเก็บน้ำมันและน้ำจากกระบวนการผลิต ที่พักพนักงานในระยะผลิตปิโตรเลียม พื้นที่สูบจ่ายน้ำมัน ห้องควบคุมไฟฟ้า เป็นต้น โดยในสภาวะการทำงานปกติ โครงการฯ จะมีการดูแลรักษาระบบเพื่อป้องกันการรั่วซึม และมีการดูแลรักษาความสะอาดของพื้นที่ดาดคอนกรีตอยู่เสมอ ทำให้น้ำจากพื้นที่ดาดคอนกรีต มีความเสี่ยงในการปนเปื้อนต่ำ โดยรายละเอียดอุปกรณ์ในระยะการทดสอบหลุม มีดังนี้

(1) เครื่องแยกสถานะ (Separator)

ทำหน้าที่แยกก๊าซ และของเหลว (น้ำ และน้ำมันดิบ) ออกจากกัน โดยอาศัยหลักการของความแตกต่างของสถานะของสสารรวมถึงค่าความถ่วงจำเพาะในกรณีที่เป็นของเหลวเหมือนกัน ลักษณะเป็นแท่งแคปซูลแบบแนวนอน ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง (ภายใน) 1,400 มิลลิเมตร และยาว 3,500 มิลลิเมตร ภายในจะมีวาล์วควบคุมความดัน (Pressure Control Valve, PCV) ทำหน้าที่ควบคุมอัตราการไหลของก๊าซที่แยกออกจากของเหลว โดยมีความดันและอุณหภูมิใช้งาน (Operating) ประมาณ 20 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว และ 45 องศาเซลเซียส ตามลำดับ สามารถแยกก๊าซได้สูงสุด 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน และของเหลว (น้ำ และน้ำมันดิบ) 4,000 บาร์เรล/วัน ในขณะที่โครงการฯ คาดการณ์

[redacted]

(2) เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน (Flare Knock-Out Drum)

ก๊าซส่วนเกินที่แยกออกจากเครื่องแยกสถานะ ซึ่งอาจมีอนุภาคของน้ำและไฮโดรคาร์บอนปนเปื้อนจะนำไปผ่านเครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน (Flare Knockout Drum หรือ KO Drum) เพื่อกำจัดสิ่งปนเปื้อนดังกล่าวออกจากระบบก่อนส่งไปเผาทิ้งที่ปล่องเผาก๊าซ โดยของเหลว (น้ำ และน้ำมันดิบ) ที่ตกค้างอยู่ภายใน เมื่อมีปริมาณมากถึงระดับที่กำหนดจะถูกสูบไปยังถังเก็บน้ำมัน (Crude Tank) เพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตต่อไป

2.1)วัตถุประสงค์ในการติดตั้ง

เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน เป็นส่วนหนึ่งของระบบเผาก๊าซ (Flare System) ซึ่งระบบเผาก๊าซจะทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพเมื่อก๊าซที่ส่งไปยังหัวเผามีของเหลว (น้ำ และน้ำมันดิบ) ในปริมาณต่ำ ดังนั้น เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอนจึงมีความจำเป็นและจะติดตั้งเพื่อแยกอนุภาคของเหลวที่ปนอยู่ในก๊าซออกจากกระบวนการผลิตก่อนที่จะส่งก๊าซไปยังหัวเผา

2.2)ข้อกำหนดการออกแบบและหลักการทำงาน

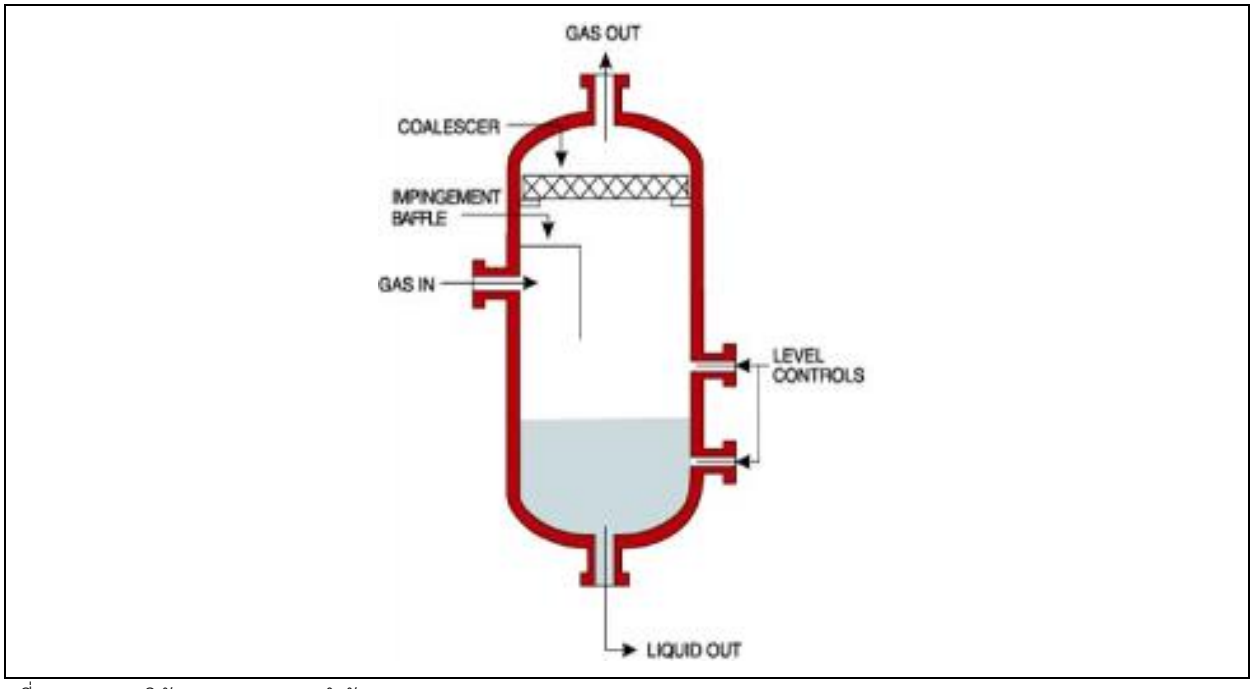
เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอนนี้ ได้รับการออกแบบตามข้อกำหนดของ API RP 521 ทำหน้าที่ช่วยแยกของเหลว (น้ำ และน้ำมันดิบ) ออกจากก๊าซให้ได้มากที่สุดก่อนที่จะนำก๊าซไปเผา โดยอาศัยหลักการเพิ่มพื้นที่หน้าตัดเพื่อให้ความเร็วของก๊าซในเครื่องอยู่ในระดับต่ำเพียงพอที่อนุภาคของเหลวขนาดเล็ก (Liquid Droplet) ที่มีขนาดใหญ่กว่า 150 ไมครอน สามารถตกลงตามแรงโน้มถ่วงไปสะสมบริเวณก้นถัง ซึ่งของเหลวที่แยกได้จะถูกส่งกลับไปยังระบบการผลิตปิโตรเลียม และก๊าซจะถูกส่งไปยังระบบเผาก๊าซ ทำให้เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอนไม่ก่อให้เกิดของเสียในระหว่างการทำงาน

เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอนมีลักษณะเป็นแท่งแคปซูล ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 1,200 มิลลิเมตร สูงประมาณ 3,000 มิลลิเมตร ได้รับการออกแบบที่ความดันและอุณหภูมิสูงสุด (Design) ที่ 10 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psig) และ 70 องศาเซลเซียส ในขณะที่ความดันและอุณหภูมิที่ใช้งานจริง (Operating) จะอยู่ประมาณ 5 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psig) และ 45 องศาเซลเซียส ตามลำดับ มีลักษณะเป็นแบบถังแนวตั้ง มีความยาวต่อเส้นผ่านศูนย์กลาง (L/D) อยู่ในช่วง 2 ถึง 4 ซึ่งเป็นไปตามที่มาตรฐานกำหนดไว้ โดยก๊าซที่เข้าสู่ถังจะชนเข้ากับแผ่นกั้น (Baffle) ภายในถัง (แสดงดัง**รูปที่ 2-101**) ทำให้ก๊าซสูญเสียพลังงาน (ความเร็วของก๊าซลดลง) และจะถูกบังคับด้วยแผ่นกั้น (Baffle) ให้ไหลลงสู่โซนล่างของถังเพื่อช่วยให้อนุภาคของเหลวแยกออกจากก๊าซได้ง่ายขึ้น โดยของเหลวที่แยกออกจากก๊าซจะตกจมไปสะสมอยู่บริเวณก้นถัง (แสดงดัง**รูปที่ 2-101**) จากนั้นจะถูกส่งไปเก็บรวบรวมในถังกักเก็บ (Storage Tank) ส่วนก๊าซจะไหลขึ้นสู่ทางออกของก๊าซซึ่งอยู่ด้านบนของถัง (แสดงดัง**รูปที่ 2-101**) โดยขนาดของถังจะได้รับการออกแบบเพื่อรองรับปริมาณของเหลวสูงสุดที่อาจเกิดขึ้นจากการใช้งานประมาณ 30 นาที และออกแบบให้รับแรงดัน 10 psig และอุณหภูมิสูงสุด 70 องศาเซลเซียส ขณะที่ในการดำเนินงานจริงตามปกติ (Operating) ค่าแรงดันและอุณหภูมิจะอยู่ที่ประมาณ 5 psig และ 45 องศาเซลเซียส ตามลำดับ

นอกจากนี้ เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอนยังมีอุปกรณ์ตรวจวัดและควบคุมระดับของเหลวภายใน โดยหากระดับของเหลวภายในถังมีค่าสูงกว่าค่าที่กำหนด ซึ่งจะส่งผลให้ไม่สามารถแยกขนาดอนุภาคของเหลวได้ตามที่ต้องการ อุปกรณ์ควบคุมนี้จะส่งสัญญาณไปปิดวาล์วขาเข้าของถัง และปิดวาล์วของหลุมผลิตโดยทันที เพื่อเป็นการควบคุมให้ประสิทธิภาพการแยกของเหลวเป็นไปตามมาตรฐานตลอดกระบวนการผลิต

2.3)การดูแลบำรุงรักษา

การดูแลรักษาระบบเพื่อให้ทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ประกอบด้วย การตรวจสอบภายนอก ได้แก่ การตรวจสอบความหนาและสภาพของอุปกรณ์ ซึ่งดำเนินการทุก 2 ปี และการตรวจสอบภายในโดยการเปิดอุปกรณ์เพื่อตรวจสอบสภาพในอุปกรณ์ ได้แก่ การตรวจสอบสิ่งที่อาจกีดขวางเส้นทางเดินของก๊าซภายในถัง การตรวจสอบระดับการถูกกัดกร่อนของอุปกรณ์ โดยการตรวจสอบจะดำเนินการทุก 4 ปี



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-101 แผนภาพแสดงลักษณะของเครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอนแบบถังแนวตั้ง

(3) ระบบปล่องเผาก๊าซ (Flaring System)

ระบบปล่องเผาก๊าซเป็นระบบเพื่อความปลอดภัยที่สำคัญในกระบวนการผลิต มีหน้าที่แปลงสภาพของก๊าซที่แยกได้จากเครื่องแยกสถานะและไม่ได้นำไปใช้ประโยชน์ให้อยู่ในรูปที่ไม่เป็นอันตรายโดยใช้การเผาไหม้ โดยในระบบต้องมีก๊าซไหลตลอดเวลาในทิศทางเดียว เพื่อรักษาแรงดันในระบบให้สูงกว่าความดันบรรยากาศภายนอกอยู่เสมอ และป้องกันไม่ให้อากาศรั่วไหลเข้าไปในระบบ มีอุปกรณ์ประกอบด้วย Flare Pilot, Flare Burner, Pilot Ignition ฯลฯ

[redacted]

ปล่องเผาก๊าซได้รับการออกแบบเป็นปล่องแนวนอน (Horizontal Flare) มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว และขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง (ภายใน) 6 นิ้ว วางพาดอยู่ใน Flare Pit โดยปล่องเผาก๊าซจะถูกติดตั้งอยู่ภายในฐานที่มีคันดินล้อมรอบ Flare Pit ขนาดกว้าง x ยาว ประมาณ 10 เมตร x 15 เมตร และ สูง 2 เมตร และมีการติดตั้งกำแพงกั้นแสงและความร้อนล้อมรอบคันดินอีกชั้น โดยมีความสูง 5 เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างก่อนปี 2556 และมีความสูง 6 เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างตั้งแต่ปี 2556 เป็นต้นมา

ทั้งนี้ในกรณีที่มีการดำเนินการผลิตแบบปกติ (Normal Operation) คันดินของบ่อ Flare Pit ที่มีความสูง 2 เมตร มีความเพียงพอต่อการจำกัดความร้อนและแสงสว่างที่เกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการฯ ได้ อย่างไรก็ตาม จากการดำเนินโครงการที่ผ่านมา พบความสูงของเปลวไฟและความร้อนสูงในช่วงระยะทดสอบหลุม รวมถึงการเปิดผลิตจากหลุมผลิตที่ไม่ได้มีการผลิตมานาน และกรณีที่มีการเดินเครื่องในสภาวะฉุกเฉิน ซึ่งทาง Operator จะมีการควบคุมปริมาณก๊าซส่วนเกินจากระบบ เพื่อให้ระดับความร้อนและแสงสว่างไม่เกินกว่าสภาวะปกติและไม่ส่งผลกระทบต่อชุมชนที่

อยู่โดยรอบฐานหลุมผลิต และเพื่อเป็นการป้องกันผลกระทบจากเหตุการณ์ไม่ปกติที่อาจเกิดขึ้นดังกล่าว โครงการฯ จึงพิจารณาติดตั้งกำแพงกั้นแสงและความร้อนก่อนเริ่มกิจกรรมทดสอบหลุมซึ่งจะมีการเผาก๊าซส่วนเกินและเกิดเปลวไฟขึ้นครั้งแรก โดยจะติดตั้งไว้ใช้งานจนสิ้นสุดการผลิตในฐานหลุมผลิตนั้น ๆ โดยมีรายละเอียดการติดตั้งคันดินและกำแพงกั้นแสงล้อมรอบบ่อ Flare Pit แสดงดัง**รูปที่ 2-24** ถึง **รูปที่ 2-26** ซึ่งโครงการฯ จะดำเนินการก่อสร้างคันดินสูง 2 เมตร โดยรอบ Flare Pit ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต จากนั้นจะติดตั้งกำแพงกั้นแสงล้อมรอบคันดินอีกชั้น ให้แล้วเสร็จก่อนเริ่มการทดสอบหลุมผลิตซึ่งจะใช้ระยะเวลาดำเนินการก่อสร้างไม่เกิน 1 เดือน

(4) ถังกักเก็บน้ำมัน (Crude Tank)

ถังกักเก็บน้ำมันจะเตรียมไว้ให้สามารถติดตั้งได้สูงสุดจำนวน 4 ถัง แต่โดยทั่วไปจะติดตั้ง 2 ถัง โดยถังแรกสำหรับรองรับน้ำมันที่แยกจากระบบเพื่อวัดอัตราการไหล ส่วนถังที่สอง สาม และสี่ สำหรับสูบจ่ายเข้าสู่รถบรรทุก อย่างไรก็ตาม แต่ละถังสามารถสลับหน้าที่การทำงานกันได้ ถังทั้งหมดได้รับการออกแบบให้รับแรงดัน 2.5 psig และอุณหภูมิ 75 องศาเซลเซียส โดยจะปฏิบัติงานภายใต้ความดันบรรยากาศ มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง (ภายใน) 3.5 เมตร และสูง 7.1 เมตร แบบ Fixed Cone Roof มีความจุถังละ 440 บาร์เรล น้ำมันจะถูกสูบจ่ายและขนส่งโดยรถบรรทุกน้ำมันแบบ Semi-Trailor ความจุ 220 บาร์เรล จะขนส่งน้ำมันจากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งทุกวัน วันละประมาณ 1 เที่ยวต่อวันต่อฐาน (สำหรับขนส่งปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ในระยะทดสอบหลุม) เวลาปฏิบัติงานอยู่ในช่วง 08.30-17.00 น. อย่างไรก็ดี ในกรณีที่น้ำมันมีปริมาณสูงกว่าที่คาดการณ์ สามารถติดตั้งถังกักเก็บเพิ่มเติมรวมถึงการเพิ่มเติมจำนวนรถบรรทุกขนส่งน้ำมันด้วย

(5) พื้นที่สูบจ่ายน้ำมัน (Loading Area)

พื้นที่สูบจ่ายน้ำมันเป็นพื้นที่สำหรับการขนถ่ายน้ำมันจากการทดสอบหลุมไปยังรถบรรทุกน้ำมันในขั้นตอนการผลิตผ่านฐานหลุมผลิต โดยพื้นที่ดังกล่าวมีการดาดคอนกรีตขนาดเพียงพอสำหรับรองรับรถบรรทุกน้ำมันที่จะจอดรับปิโตรเลียมได้จำนวน 1 คัน โดยพื้นที่สูบจ่ายน้ำมันมีรางระบายน้ำล้อมรอบ เพื่อป้องกันน้ำที่อาจมีการปนเปื้อนออกสู่ภายนอกขณะทำการสูบจ่าย โดยบริเวณพื้นที่สูบจ่ายน้ำมันมีการติดตั้งเครื่องสูบจ่ายน้ำมันดิบ (Loading Pump) ไว้จำนวน 1 เครื่องซึ่งสามารถสูบจ่ายน้ำมันด้วยอัตราสูบสูงสุดที่ 10,000 บาร์เรลต่อวัน หรือ ประมาณ 300 แกลลอน/นาที เพื่อสูบจ่ายน้ำมันดิบจากถังกักเก็บเข้าสู่รถบรรทุก โดยรถน้ำมันจะขนส่งน้ำมันดิบที่ได้จากการทดสอบหลุมไปที่คลังน้ำมันดิบบึงพระต่อไป

(6) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) และระบบการจ่ายไฟฟ้า

ปริมาณความต้องการกระแสไฟฟ้าสำหรับอุปกรณ์ต่าง ๆ ของระบบ คาดว่ามีประมาณ 56.0 กิโลวัตต์ ซึ่งโครงการฯ ได้จัดให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 200 กิโลวัตต์ สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ โดยผ่านระบบควบคุมที่แผงจ่ายไฟฟ้า (Distribution Board)

(7) ระบบท่อภายในฐานหลุมผลิตและอุปกรณ์ควบคุมความปลอดภัยต่าง ๆ

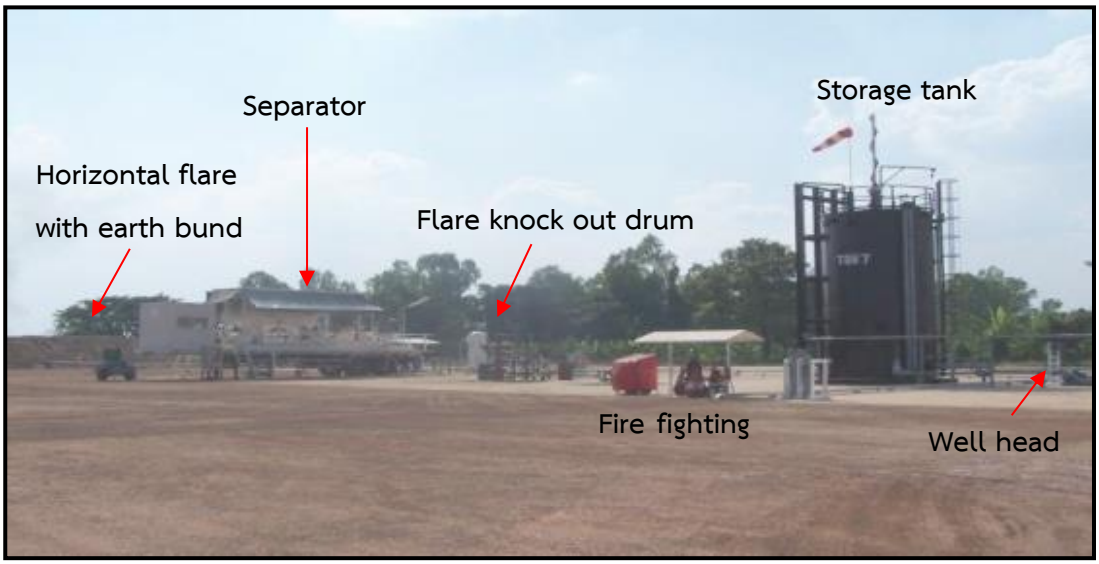
ของไหลจากหลุมปิโตรเลียม (น้ำมันดิบ น้ำ และก๊าซ) จะผ่านเข้าสู่อุปกรณ์ต่าง ๆ ของระบบผ่านทางระบบท่อ (Pipe) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว ภายในฐานหลุมผลิต ซึ่งท่อแต่ละช่วงจะติดตั้งชุดวาล์วควบคุมความปลอดภัย (Safety Valve) ไว้เพื่อสามารถตัดแยกระบบได้โดยอัตโนมัติเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน ได้แก่ ระบบวาล์วหัวบ่อ (Choke Manifold) เพื่อลดแรงดันจากภายในแหล่งกักเก็บก่อนผ่านเข้าสู่อุปกรณ์ต่าง ๆ วาล์วควบคุมความดัน (PCV)

วาล์วควบคุมของเหลว (LCV) สวิตช์ควบคุมระดับน้ำมันในถังเก็บ ปุ่ม ESD (Emergency Shut Down) สำหรับปิด (Shut Down) ระบบทั้งหมด ฯลฯ

(8) ห้องควบคุม (Operating Cabin)

มีลักษณะเป็นตู้คอนเทนเนอร์ สำหรับเจ้าหน้าที่ในการควบคุมการปฏิบัติการทดสอบ

ภาพตัวอย่างการจัดวางอุปกรณ์การทดสอบหลุม แสดงดัง**รูปที่ 2-102** โดยตำแหน่งขององค์ประกอบของฐานหลุมผลิตในระยะทดสอบหลุมของโครงการฯ แสดงดัง**รูปที่ 2-27** ถึง **รูปที่ 2-31** และ **รูปที่ 2-48** ถึง **รูปที่ 2-65**



รูปแบบการจัดวางอุปกรณ์การทดสอบหลุม



1) เครื่องแยกสถานะ (Separator)



2) เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน (Flare Knock Out Drum)



3) ถังกักเก็บน้ำมัน (Crude Tank) และพื้นที่สูบจ่ายน้ำมัน (Loading Area)



4) เครื่องปั่นไฟ (Generator) และถังเชื้อเพลิง (Fuel tank)



5) ปล่องเผาก๊าซแนวนอน (Horizontal flare)



6) ห้องควบคุม (Operating cabin)

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-102 ตัวอย่างการจัดวางอุปกรณ์เพื่อการทดสอบหลุม (Well Testing) ของโครงการฯ

2.5.4.5 ขั้นตอนการทดสอบหลุม

การทดสอบหลุมของโครงการฯ จะดำเนินการโดยใช้อุปกรณ์เครื่องแยกสถานะแบบ 2 สถานะ คือ มีเฉพาะการแยกของเหลว (น้ำมันดิบ) ออกจากก๊าซธรรมชาติเท่านั้น ไม่มีกระบวนการแยกน้ำ (Dehydration) ออกจากน้ำมันดิบแต่อย่างใด

กระบวนการทดสอบหลุม เริ่มด้วยปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บจะไหลขึ้นมาจากปากหลุม ด้วยแรงดันตามธรรมชาติของแหล่งกักเก็บ (ประมาณ 3,800 psi) ผ่านชุดวาล์วควบคุมความดันบริเวณปากบ่อ (Christmas Tree/Choke Manifold) เพื่อปรับความดันให้ลดลงก่อนผ่านเข้าสู่เครื่องแยกสถานะ (Separator) เพื่อแยกก๊าซออกจากของเหลว อุปกรณ์ได้รับการออกแบบให้รองรับปริมาณของเหลวและก๊าซได้สูงสุดที่ 4,000 บาร์เรล/วัน และ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ตามลำดับ ที่ความดันและอุณหภูมิเท่ากับ 20-50 psig และ 30-90 องศาเซลเซียส ตามลำดับ เมื่อพิจารณาจากปริมาณ

[redacted]

ภายในเครื่องแยกสถานะนั้น ก๊าซซึ่งเบากว่าของเหลวจะลอยออกทางด้านบนผ่านวาล์วควบคุมความดัน (Pressure Control Valve, PCV) เพื่อปรับความดันของก๊าซให้เหลือประมาณ 5 psig ก่อนผ่านเข้าสู่เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน (Flare Knock-Out Drum) ซึ่งจะดักจับอนุภาคน้ำมันขนาดเล็กที่อาจติดไปกับก๊าซกลับเข้าสู่ถังเก็บกัก ก๊าซจะผ่านเข้าสู่ปล่องเผาก๊าซแนวนอนเพื่อเผาทิ้งออกสู่บรรยากาศ ส่วนของเหลวที่แยกออกจากเครื่องแยกสถานะ จะรวมกับของเหลวจากเครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอนผ่านเข้าสู่ถังกักเก็บเพื่อวัดอัตราการไหลและมีการจัดการกับน้ำมันดิบแบ่งออกเป็นกรณีดังต่อไปนี้

1. การทดสอบหลุมในฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างแล้ว น้ำมันดิบจะถูกส่งไปยังสถานีผลิตลานกระบือ (Flow Station) ซึ่งเป็นสถานีผลิตหลัก หรือสถานีผลิตย่อย (Outstation) จากนั้นน้ำมันดิบจะถูกจำหน่ายให้กับลูกค้าที่สถานีผลิตลานกระบือโดยการขนส่งด้วยรถบรรทุกน้ำมัน หรือส่งไปที่คลังน้ำมันดิบบึงพระเพื่อขายให้กับลูกค้าโดยการขนส่งด้วยรถไฟ

2. การทดสอบหลุมในฐานหลุมผลิตที่ยังไม่มีการก่อสร้างฐานหลุมผลิต น้ำมันดิบจะถูกกักเก็บไว้ เมื่อได้สิทธิจำหน่าย จะขนส่งน้ำมันดิบโดยรถบรรทุกน้ำมันเพื่อส่งไปกักเก็บและจำหน่ายในลักษณะเดียวกับการทดสอบหลุมในฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างแล้ว

ฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งจะดำเนินการทดสอบหลุมเพื่อทดสอบศักยภาพของแหล่งผลิตแต่ละแห่ง รวมถึงอัตราการไหลของปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บในชั้นหินเป้าหมาย ทั้งในด้านปริมาณ ระยะเวลา และความสม่ำเสมอตลอดจนเพื่อพิจารณาความคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ประกอบการตัดสินใจเลือกรูปแบบวิธีผลิตต่อไป โดยกระบวนการทดสอบหลุมทั้งหมดจะดำเนินการตลอด 24 ชั่วโมง ควบคุมโดยพนักงานเจ้าหน้าที่ของโครงการฯ ซึ่งจะปฏิบัติการตรวจสอบติดตามผล และบันทึกข้อมูลต่าง ๆ ตามวัตถุประสงค์ในการทดสอบหลุมที่กำหนดในมาตรฐานการปฏิบัติงานของเจ้าของ

โครงการฯ (Well Testing Procedure) (**ภาคผนวก 2-3.2**) ได้แก่ การตรวจสอบความดันของเครื่องแยกสถานะ ระดับของเหลวในถังเก็บกัก ปริมาณก๊าซที่เกิดขึ้น อุณหภูมิในอุปกรณ์ต่าง ๆ เป็นต้น รวมถึงการตรวจสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ต่าง ๆ ตามแผนการตรวจสอบและซ่อมบำรุง (Preventive & Corrective Maintenance) เพื่อให้เกิดความมั่นใจในความปลอดภัยในระหว่างการปฏิบัติการทดสอบหลุม และสอดคล้องกับระบบ SSHE ขององค์กร ผังแสดงกระบวนการทดสอบหลุมและสมดุลของกระบวนการทดสอบหลุมของโครงการฯ แสดงดัง**รูปที่ 2-103**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-103 แผนผังกระบวนการทดสอบหลุมและสมดุลมวลของการทดสอบหลุมของโครงการฯ

2.5.4.6 การกักเก็บ สูบจ่าย และขนส่งปิโตรเลียมในระยะทดสอบหลุม

2.5.4.6(1) การกักเก็บปิโตรเลียม

น้ำมันดิบที่แยกออกจากเครื่องแยกสถานะ จะถูกกักเก็บไว้ในถังกักเก็บน้ำมัน (Crude Tank) ขนาด 440 บาร์เรล จำนวน 4 ถัง ถังกักเก็บน้ำมันกำหนดให้มีระดับกักเก็บของถังต่ำสุดที่ร้อยละ 20 และสูงสุดที่ร้อยละ 90 (394 บาร์เรล) โดยมีสวิตช์อัตโนมัติควบคุมระดับน้ำมันในถัง ด้านบนของถังจะมี Relieve Valve เพื่อควบคุมระดับความดันในถัง กรณีถังมีความดันมากจะมีการระบายก๊าซออกที่ Relieve Valve โดยตรง

2.5.4.6(2) การสูบจ่ายปิโตรเลียม

น้ำมันดิบจากถังกักเก็บ จะถูกสูบจ่ายเข้าสู่รถบรรทุกน้ำมันขนาด 220 บาร์เรล ผ่านเครื่องสูบจ่ายน้ำมัน ซึ่งจะติดตั้งไว้ในแต่ละฐานจำนวน 1 เครื่อง สามารถสูบจ่ายน้ำมันด้วยอัตราสูงสุดที่ 300 แกลลอนต่อนาที หรือประมาณ 10,000 บาร์เรลต่อวัน รถบรรทุกน้ำมันจะเข้ามารับน้ำมันดิบประมาณ 1 เที่ยว/วัน ในกรณีของเหลวที่สูบได้มีปริมาณมาก โครงการฯ สามารถเพิ่มจำนวนเที่ยวขนถ่ายให้เหมาะสมกับปริมาณน้ำมันที่ได้

2.5.4.6(3) การขนส่งปิโตรเลียม

น้ำมันดิบที่ได้จะถูกขนส่งโดยรถบรรทุกน้ำมันดิบซึ่งปัจจุบันเป็นของบริษัทผู้รับเหมา (ปัจจุบัน คือ บริษัท บีอาร์เค อินเตอร์ ทรานสปอร์ต จำกัด) ใบอนุญาตแสดงดัง**ภาคผนวก 2-4.1** โดยโครงการฯ ได้กำหนดให้รถทุกคันต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อความปลอดภัยตามมาตรฐาน NFPA 385 (Standard for Tank Vehicles for Flammable and Combustible Liquids) และต้องได้รับอนุญาตให้เป็นรถบรรทุกเชื้อเพลิงตามระเบียบของกรมการขนส่งทางบก ตลอดจนระเบียบของหน่วยงานราชการอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ในระหว่างการขนส่งโครงการฯ กำหนดให้รถบรรทุกน้ำมันดิบต้องปฏิบัติตามมาตรการความปลอดภัยของเจ้าของโครงการฯ อย่างเคร่งครัด สำหรับเส้นทางขนส่งน้ำมันดิบในระยะทดสอบหลุมเข้าคลังน้ำมันดิบบึงพระ จะใช้เส้นทางคมนาคมหลักดังรายละเอียดใน**หัวข้อที่ 2.7.3 การขนส่ง**

2.5.5 ระยะผลิตปิโตรเลียม

โครงการฯ ได้วางแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมสำหรับฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง ออกเป็น 2 รูปแบบ คือ 1) การผลิตผ่านฐานหลุมผลิต และ 2) การผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยการลำเลียงปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมเพื่อรวบรวมไปผลิตที่สถานีผลิตย่อย หรือสถานีผลิตลานกระบือในอนาคต หากพบว่าปริมาณปิโตรเลียมที่ได้มีความคุ้มค่าในระยะยาว รวมถึงหากปริมาณปิโตรเลียมมีมากพอที่จะดำเนินการผลิตทั้ง 2 รูปแบบ โครงการฯ จะดำเนินการผลิตทั้งการผลิตผ่านฐานหลุมผลิตและผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมในเวลาเดียวกัน ซึ่งการดำเนินการตามแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมนี้จะครอบคลุมฐานหลุมผลิตทั้ง 243 แห่ง เพื่อให้เป็นมาตรฐานเดียวกัน

สำหรับรายละเอียดโครงการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ที่เกี่ยวข้องกับระยะผลิตปิโตรเลียม จะมีทั้งการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดรายฐานหลุมผลิตและแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม และการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดการดำเนินงานในภาพรวม ดังนี้

1) การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดรายฐานหลุมผลิตและแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

1.1 การเพิ่มรูปแบบการผลิตปิโตรเลียมของฐานหลุมผลิตจำนวน 8 แห่ง จากการผลิตผ่านท่อลำเลียงปิโตรเลียมเพียงอย่างเดียว เป็นการผลิตผ่านฐานหลุมผลิตและการผลิตผ่านท่อลำเลียงปิโตรเลียม เนื่องจากปริมาณการผลิตในช่วงแรกของฐานหลุมผลิตทั้ง 8 แห่ง ยังไม่เพียงพอที่จะติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมได้ จึงจำเป็นต้องผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตและใช้รถขนส่งน้ำมันก่อนในช่วงแรกของการดำเนินการผลิต โดยฐานหลุมผลิตที่ขอเพิ่มรูปแบบการผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต มีดังนี้

1. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอช (LKU-H)
2. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอช (NMM-H)
3. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)
4. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ที (LKU-T)
5. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซด และแซดขยาย (LKU-Z&Z_Ext.)
6. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF)
7. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC)
8. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-คิว (LKU-Q)

ทั้งนี้ กิจกรรมการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม เป็นกิจกรรมที่มีความเสี่ยงและใช้งบประมาณลงทุนสูง ดังนั้นตารางแผนดำเนินงานที่เหมาะสมเป็นสิ่งสำคัญที่จะทำให้กิจกรรมโครงการฯ ดำเนินการต่อไปได้ แม้ศักยภาพของแหล่งกักเก็บมีจำกัดก็ตาม ทั้งนี้ โครงการฯ ได้วางแผนการผลิตเป็น 2 รูปแบบ ได้แก่ การผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต (การผลิตปิโตรเลียมในช่วงที่ 1) และการผลิตปิโตรเลียมผ่านท่อลำเลียงปิโตรเลียม (การผลิตปิโตรเลียมในช่วงที่ 2) เพื่อขนส่งปิโตรเลียมไปทำการผลิตที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และ/หรือสถานีผลิตลานกระบือ ซึ่งขึ้นกับศักยภาพและปริมาณสำรองปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บ

โดยกระบวนการผลิตผ่านฐานหลุมผลิต และการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมมีกระบวนการดำเนินงานที่แตกต่างกัน ดังนี้

- ฐานหลุมผลิตที่มีกระบวนการผลิตผ่านฐานหลุมผลิต: การผลิตปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตที่ผลิตผ่านอุปกรณ์การผลิตแบบ MPF เช่นเดียวกับที่ใช้ในระยะทดสอบหลุม ปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากหลุม

ผลิตของโครงการฯ จะเข้าสู่เครื่องแยกสถานะของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง เพื่อแยกของเหลว (น้ำ และน้ำมันดิบ) และก๊าซ ที่มีค่าการออกแบบ (Design Criteria) เครื่องแยกสถานะ (Separator) ให้สามารถรองรับของเหลวได้สูงสุด 4,000 บาร์เรล/วัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน โดยส่วนที่เป็นก๊าซ จะถูกเผาที่ปล่องเผาก๊าซแนวนอนภายในฐานหลุมผลิต และส่วนที่เป็นของเหลวจะถูกส่งไปยังถังกักเก็บน้ำมัน เพื่อรอลำเลียงโดยรถบรรทุกน้ำมันต่อไปยังสถานีผลิต ดังนั้น ปิโตรเลียมที่ลำเลียงออกจากฐานหลุมผลิตที่มีกระบวนการผลิตผ่านฐานหลุมผลิต จึงเป็นปิโตรเลียมในรูปของเหลว (น้ำ และน้ำมันดิบ) เท่านั้น

- ฐานหลุมผลิตที่ลำเลียงปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม: ปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากหลุมผลิตของโครงการฯ จะผ่านวาวล์หัวบ่อ และเชื่อมต่อกับท่อลำเลียงปิโตรเลียมภายในฐานหลุมผลิตที่เชื่อมต่อกับชุดควบคุมความดัน (Manifold) ทำหน้าที่ปรับความดันของปิโตรเลียม ก่อนที่จะลำเลียงผ่านระบบท่อลำเลียงไปยังสถานีผลิต หรือฐานหลุมผลิตปลายทาง ดังนั้น ปิโตรเลียมที่ลำเลียงผ่านระบบท่อจึงเป็นปิโตรเลียมในรูปของเหลว (น้ำ และน้ำมันดิบ) และก๊าซ

ทั้งนี้ การผลิตปิโตรเลียมของฐานหลุมผลิตของโครงการฯ จำนวน 8 แห่ง จะมีกระบวนการผลิตผ่านฐานหลุมผลิตในช่วงแรก ส่วนการผลิตปิโตรเลียมในช่วงที่ 2 อาจมีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการผลิต กรณีที่เจ้าของโครงการฯ พบว่าปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตได้มีความคุ้มค่าในระยะยาว โครงการฯ จะพิจารณายกเลิกการผลิตผ่านฐานหลุมผลิต โดยรื้อถอนอุปกรณ์การผลิตที่ฐานหลุมผลิตออก และลำเลียงปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่อยู่ในแผนการพัฒนาในบริเวณพื้นที่โครงการฯ เข้าสู่กระบวนการผลิตที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และ/หรือสถานีผลิตลานกระบือต่อไป (แสดงดัง**ตารางที่ 2-38**) อย่างไรก็ตามหากปริมาณปิโตรเลียมมีมากพอที่จะดำเนินการผลิตทั้ง 2 รูปแบบ โครงการฯ จะดำเนินการผลิตทั้งการผลิตผ่านฐานหลุมผลิตและผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมในเวลาเดียวกัน

ตารางที่ 2-38 แผนการพัฒนาฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ในระยะผลิตปิโตรเลียม

ลำดับที่	ฐานหลุมผลิต	ผลิตผ่านฐานหลุมผลิต	ลำเลียงปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม
1	ลานกระบือ-เอช (LKU-H)	✓	✓
2	หนองมะขาม-เอช (NMM-H)	✓	✓
3	หนองตูม-ซี (NTM-C)	✓	✓
4	ลานกระบือ-ที (LKU-T)	✓	✓
5	ลานกระบือ-แซด และแซด ขยาย (LKU-Z&Z_Ext.)	✓	✓
6	ลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF)	✓	✓
7	ลานกระบือ- แซดซี (LKU-ZC)	✓	✓
8	ลานกระบือ-คิว (LKU-Q)	✓	✓

1.2 การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม จำนวน 2 แนวท่อ ได้แก่

1) แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)

- เปลี่ยนแปลงท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่วางในแนวท่อฯ นี้ซึ่งเป็นระบบท่อลอยวางอยู่บนฐานวางท่อ ระยะทาง 2.48 กิโลเมตร จากแบบ Multi-Phase ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว จำนวน 1 เส้น เป็นแบบ Single-Phase จำนวน 3 เส้น ได้แก่
  - ท่อน้ำมันดิบ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น
  - ท่อก๊าซ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3 นิ้ว จำนวน 1 เส้น
  - ท่อน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น
- ปรับเปลี่ยนแนวการวางท่อในช่วงล่างของแนวท่อฯ นี้ ก่อนเข้าสู่ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ระยะทางประมาณ 480 เมตร โดยไม่มีผลกระทบต่อระยะทางการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบ (ระยะทางการวางท่อเปลี่ยนแปลงจาก 2.58 กิโลเมตร เป็น 2.48 กิโลเมตร โดยมีระยะทางการวางท่อสั้นลง 100 เมตร)

ภายหลังการขอเปลี่ยนแปลงท่อลำเลียงปิโตรเลียมในแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) เป็นท่อจำนวน 3 เส้น ดังกล่าว โครงการฯ จะสามารถลำเลียงปิโตรเลียมได้เหมาะสมตามความสามารถในการแยกสถานะของปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิต ได้แก่ น้ำมันดิบ ก๊าซ และน้ำจากกระบวนการผลิต เพื่อลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิตไปยังเข้าสู่ระบบ Water Flooding มาใช้ในการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมภายในฐานหลุมผลิต และเป็นส่วนหนึ่งที่ช่วยให้สามารถรักษากำลังการผลิตในภาพรวมของแปลง S1 ให้เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด

2) แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)

- เพิ่มจำนวนท่อลำเลียงปิโตรเลียมในแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) ซึ่งท่อที่ขอวางเพิ่มเติมในแนวท่อฯ นี้ คือ ท่อลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาด 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น ระยะทาง 10.6 กิโลเมตร

ภายหลังการขอเปลี่ยนแปลงฯ โดยเพิ่มท่อลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิต โครงการฯ จะสามารถลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิตเข้าสู่ระบบ Water Flooding มาใช้ในการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมภายในฐานหลุมผลิต และเป็นส่วนหนึ่งที่ช่วยให้สามารถรักษากำลังการผลิตในภาพรวมของแปลง S1 ให้เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด

แผนการดำเนินงานก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) คาดว่าจะเริ่มประมาณปี พ.ศ. 2567 โดยใช้ระยะเวลาก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ประมาณ 4 เดือน (1 เดือน ต่อความยาวท่อ 1 กิโลเมตร) และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) จะเริ่มประมาณปี พ.ศ. 2567 เช่นเดียวกัน โดยใช้ระยะเวลาก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมประมาณ 11 เดือน และตรวจสอบความเรียบร้อยและทดลองเดินระบบประมาณ 15 วัน อย่างไรก็ตาม แผนการพัฒนาแนวท่ออาจมีการเปลี่ยนแปลงได้เนื่องจากสภาพพื้นที่ หรือข้อจำกัดอื่น ๆ ในการก่อสร้าง ทั้งนี้ กิจกรรมการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม สำหรับแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม จำนวน 2 แนวท่อ ที่จะมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด ดังแสดงรายละเอียดใน**หัวข้อ 2.5.5.2 ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม**

2) การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดการดำเนินงานในภาพรวม

การปรับปรุงรายละเอียดความสามารถในการผลิตของอุปกรณ์การผลิตแบบ MPF ของฐานหลุมผลิตทั้ง 30 แห่งของโครงการฯ ให้สามารถรองรับของเหลวได้สูงสุด 4,000 บาร์เรล/วัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ทั้งนี้เพื่อให้สอดคล้องกับศักยภาพของอุปกรณ์การผลิตแบบ MPF ที่เป็นปัจจุบันและเป็นมาตรฐานเดียวกันทั่วทั้งแปลง S1 โดยฐานหลุมผลิตทั้ง 30 แห่งของโครงการฯ มีดังนี้

1. ฐานหลุมผลิตบึงช้าง-อี (BCG-E)[1/ 3/]
2. ฐานหลุมผลิตบึงแวง-เอ (BWG-A)[3/]
3. ฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A)[3/]
4. ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)[3/]
5. ฐานหลุมผลิตลำคูณ-เอ (LKN-A)[3/]
6. ฐานหลุมผลิตลำคูณ-บี (LKN-B)[2/ 3/]
7. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอช (LKU-H)[3/ 4/]
8. ฐานหลุมผลิตแม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)[3/]
9. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ไอ (NMM-I)[3/]
10. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J)[3/]
11. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q)[3/]
12. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ซี (NOH-C)[3/]
13. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ดี (NOH-D)[2/ 3/]
14. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-อี (NPG-E)[3/]
15. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอฟ (NPG-F)[3/]
16. ฐานหลุมผลิตสามพญา-เอ (SPA-A)[3/]
17. ฐานหลุมผลิตสามพญา-บี (SPA-B)[3/]
18. ฐานหลุมผลิตสามพญา-ดี (SPA-D)[3/]
19. ฐานหลุมผลิตตะแบกงาม-เอ (TBM-A)[3/]
20. ฐานหลุมผลิตทับแรต-อีเอ (TRT-EA)[3/]
21. ฐานหลุมผลิตวังไม้สูง-ดี (WMG-D)[3/]
22. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-ดี (WTN-D)[2/ 3/]
23. ฐานหลุมผลิตยางเมือง-อี (YMG-E)[2/ 3/]
24. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอช (NMM-H)[4/]
25. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)[4/]
26. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ที (LKU-T)[4/]
27. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซด และแซดขยาย (LKU-Z&Z_Ext.)[4/]
28. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF)[4/]
29. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC)[4/]
30. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-คิว (LKU-Q)[4/]

หมายเหตุ: 1/ หมายถึง ฐานหลุมผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงที่ตั้งฐานหลุมผลิต (ยังไม่ได้ก่อสร้าง) โดยกรณีการทดสอบหลุมประสบผลสำเร็จ โครงการฯ จะวางแผนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมต่อไป

2/ หมายถึง ฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง โดยกรณีการทดสอบหลุมประสบผลสำเร็จ โครงการฯ จะวางแผนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมต่อไป

3/ หมายถึง ฐานหลุมผลิตที่ขอเจาะหลุมปิโตรเลียมเพิ่มเติม

4/ หมายถึง ฐานหลุมผลิตที่ขอเพิ่มรูปแบบการผลิตปิโตรเลียม จากการผลิตผ่านท่อลำเลียงปิโตรเลียมเพียงอย่างเดียว เป็นการผลิตผ่านฐานหลุมผลิตและการผลิตผ่านท่อลำเลียงปิโตรเลียม

รายละเอียดในภาพรวมของกิจกรรมการดำเนินงานในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต ดังแสดงรายละเอียด ใน**หัวข้อที่ 2.5.5.1 การผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต**

2.5.5.1 การผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

กรณีที่การเจาะหลุมในแต่ละฐานหลุมผลิตประสบความสำเร็จ และการทดสอบหลุมให้ผลเป็นไปในทางบวกและสามารถทำการผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ แต่ปริมาณปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บยังไม่มากนัก หรือยังไม่คุ้มค่าที่จะวางระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมเชื่อมกับโครงข่ายท่อเพื่อขนส่งไปยังสถานีผลิตย่อย/สถานีผลิตลานกระบือ โครงการฯ จะทำการผลิตผ่านอุปกรณ์การผลิตแบบ MPF ที่ติดตั้งที่ฐานหลุมผลิต ในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต ซึ่งมีลักษณะอุปกรณ์และการทำงานเหมือนกับในระยะทดสอบหลุม โดยโครงการฯ อาจใช้อุปกรณ์ชุดเดียวกันกับที่ใช้ในระยะทดสอบหลุม ซึ่งติดตั้งพร้อมทำการผลิตอยู่แล้ว หรือจะเปลี่ยนเป็นอุปกรณ์ชุดใหม่ก็ได้ ขึ้นกับความพร้อมของอุปกรณ์ ณ ช่วงเวลาที่จะดำเนินการ

2.5.5.1(1) มาตรฐานการออกแบบอุปกรณ์การผลิต

กรณีของฐานหลุมผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงที่ตั้งฐานหลุมผลิต (ยังไม่ได้ก่อสร้าง) และฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง หากผลการทดสอบหลุมประเมินแล้วพบว่าปริมาณปิโตรเลียมที่ได้มีความคุ้มค่าในระยะยาว โครงการฯ จะพิจารณาดำเนินการผลิต โดยการจัดวางอุปกรณ์การผลิต ขนาด และความสามารถในการรองรับการผลิตต่าง ๆ จะเหมือนกับระยะการทดสอบหลุม ดังแสดงใน **หัวข้อ 2.5.4.3 มาตรฐานการออกแบบอุปกรณ์ในระยะทดสอบหลุม** ซึ่งเป็นมาตรฐานเดียวกับที่ใช้ทั่วไปในพื้นที่แหล่งผลิตต่าง ๆ ของเจ้าของโครงการฯ ในพื้นที่แปลง S1 โดยครอบคลุมถึงฐานหลุมผลิตทั้ง 30 แห่งของโครงการฯ ที่มีการขอปรับปรุงรายละเอียดความสามารถในการผลิตของอุปกรณ์การผลิตแบบ MPF ดังได้กล่าวไว้แล้วในข้างต้น ซึ่งค่าการออกแบบ (Design Criteria) ได้พิจารณาจากคุณสมบัติของปิโตรเลียมและสภาพแวดล้อมต่าง ๆ ของของไหลภายในชั้นหินบริเวณแหล่งน้ำมันดังกล่าว โดยออกแบบเครื่องแยกสถานะ (Separator) ของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง ให้สามารถรองรับของเหลวได้สูงสุด 4,000 บาร์เรล/วัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน

ซึ่งเมื่อพิจารณาปริมาณของเหลวและก๊าซสูงสุดในการผลิตที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งของ

[redacted]

3/ การคาดการณ์ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบจากแต่ละฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ใช้หลักการ Decline Curve Analysis เพื่อวิเคราะห์อัตราการผลิตที่ลดลง และประเมินถึงศักยภาพของหลุมผลิตในอนาคต ส่วนการคาดการณ์ปริมาณน้ำ ใช้ข้อมูลการผลิตน้ำจากหลุมข้างเคียงในการประเมิน

ตารางที่ 2-39 ปริมาณปิโตรเลียมคาดการณ์จากฐานหลุมผลิตต่าง ๆ ของโครงการฯ ในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

[redacted]

หมายเหตุ: 1/ อุปกรณ์การผลิตที่ฐานหลุมผลิตมีค่าการออกแบบ (Design Criteria) เครื่องแยกสถานะ (Separator) ของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง สามารถรองรับของเหลวได้สูงสุด 4,000 บาร์เรล/วัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน
2/ ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q) ปัจจุบันมีการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม
3/ ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C) จะส่งปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A)

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

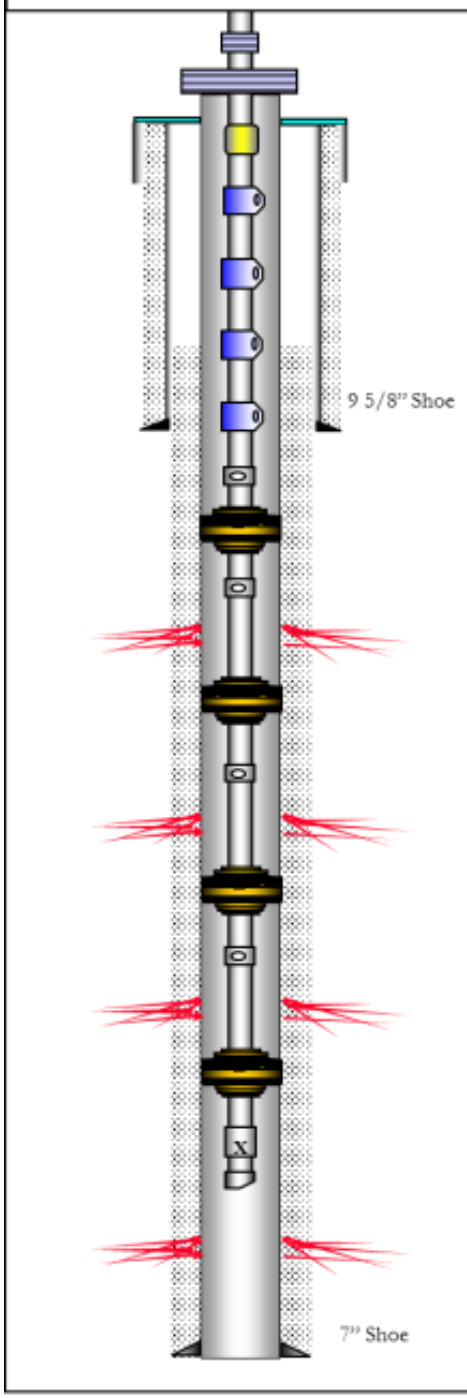
2.5.5.1(2) การจัดองค์ประกอบของฐานหลุมผลิตในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

เครื่องจักร อุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิต จะเหมือนกับอุปกรณ์ที่ใช้ในการทดสอบหลุม เป็นอุปกรณ์ขนาดเล็ก สามารถติดตั้งและเคลื่อนย้ายได้สะดวก ซึ่งประกอบด้วย เครื่องแยกสถานะ (Production Separator) เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน (Flare Knock-Out Drum) ระบบปล่องเผาก๊าซ (Flaring System) ถังกักเก็บน้ำมัน (Crude Tank) พื้นที่สูบจ่ายน้ำมัน (Loading Area) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และระบบการจ่ายไฟฟ้า ระบบท่อภายในฐานและอุปกรณ์ควบคุมความปลอดภัยต่าง ๆ และห้องควบคุม โดยมีรายละเอียดอุปกรณ์รวมทั้งลักษณะการวางผัง ดังแสดงใน**หัวข้อ 2.5.4.4 การจัดองค์ประกอบของฐานหลุมผลิตและอุปกรณ์ในระยะทดสอบหลุม**

2.5.5.1(3) การเตรียมหลุมผลิตและภาพรวมกระบวนการผลิตที่ฐานหลุมผลิต

ก่อนเริ่มทำการผลิตจะต้องดำเนินการเตรียมหลุมผลิต ให้มีความพร้อมเพื่อรองรับอุปกรณ์การผลิตซึ่งเรียกว่า Well Completion โดยใช้น้ำผสมเกลือ (KCl) เป็น Completion Fluid โดยน้ำเกลือจะช่วยเพิ่มความหนาแน่นของของเหลว ซึ่งทำให้มีน้ำหนักมากพอที่จะกดไม่ให้ปิโตรเลียมพลุ่ง (Blow out) ขึ้นมาด้านบน ซึ่งมีขั้นตอนเริ่มด้วยการติดตั้ง Tubing Hanger ลงในหลุมยึดติดกับ ท่อกรุ 7 นิ้ว เพื่อทำหน้าที่ยึดท่อผลิตขนาด $2^{7}/_{8}$ นิ้ว (Production Tubing) ซึ่งจะติดตั้งจนถึงความลึกเป้าหมาย จากนั้นจึงอัดซีเมนต์ลงไปตามท่อผลิตและให้ผ่านกลับขึ้นมาในช่องว่างระหว่างท่อผลิตกับผนังหลุม เพื่อแยกชั้นหินที่จะผลิตออกจากชั้นหินอื่น และติดตั้ง Packer เพื่อแยกของเหลวในแต่ละชั้นมิให้ปะปนกันในระหว่างการผลิต รวมถึงติดตั้งอุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ เพื่อความปลอดภัย ได้แก่ ระบบวาล์วนิรภัย รวมทั้งการติดตั้งชุดวาล์วควบคุมการไหล (Christmas Tree) ที่หัวบ่อเพื่อเตรียมการผลิต โดยในขั้นตอนสุดท้ายจะเป็นการเจาะผนังท่อกรุโดยใช้ Energet Gun เจาะทะลุชั้นซีเมนต์ และผนังท่อกรุที่ตำแหน่งเป้าหมายให้ทะลุถึงชั้นหินกักเก็บน้ำมันเพื่อให้ปิโตรเลียมไหลเข้าท่อผลิตต่อไป อย่างไรก็ดี เมื่อผลิตไปได้สักระยะหนึ่ง ความดันในหลุมจะลดต่ำลง โครงการฯ จะอัดก๊าซ (Gas Lift) ลงไปดันน้ำมันในหลุมผลิตขึ้นมา ทำให้ประสิทธิภาพในการผลิตเพิ่มขึ้น

รูปแบบของการเตรียมหลุมผลิต (Well Completion Schematic Diagram) สำหรับหลุมที่มีการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม (2 strings) และ 3 ช่วงหลุม (3 strings) ดังแสดงใน**รูปที่ 2-104** และ **รูปที่ 2-105** ตามลำดับ



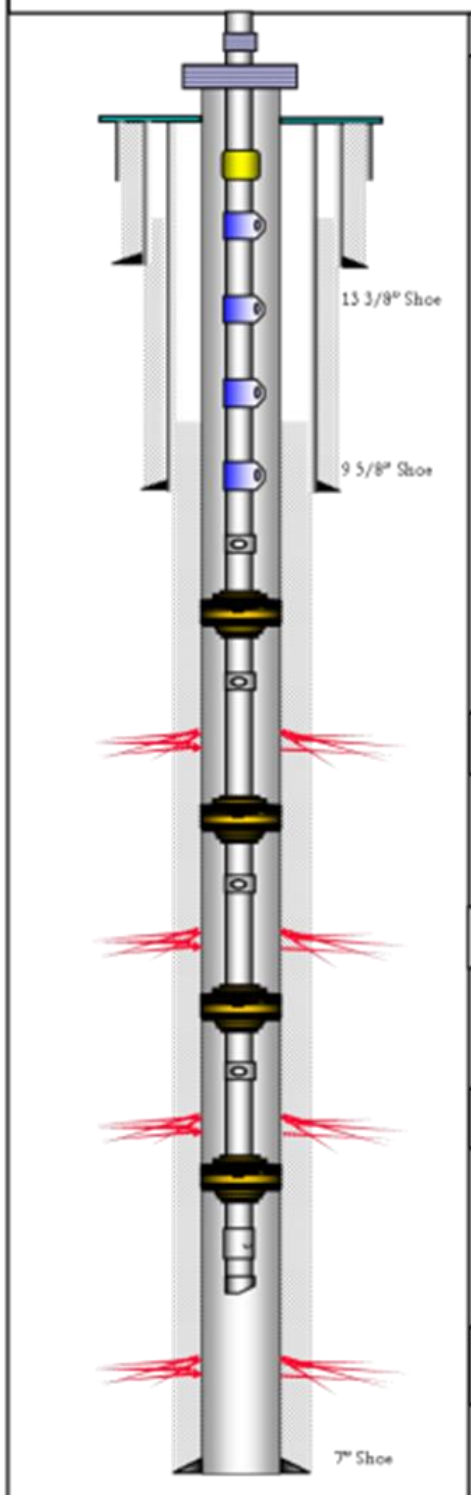
Standard Completion – 4 Zones

mAHBDF	DESCRIPTION	Min ID
	2-7/8" tubing 6.4 lb/ft, L80	2.441
xxxx	SCSSSV	2.313
xxxx	SPM #4	2.441
xxxx	SPM #3	2.441
xxxx	SPM #2	2.441
xxxx	SPM #1	2.441
xxxx	2-7/8" Sliding Side Door	2.313
xxxx	**Prod. Packer 2-7/8" x 7" #4**	**2.381**
xxxx	2-7/8" Sliding Side Door	2.313
	PTO Target	
xxxx	**Prod. Packer 2-7/8" x 7" #4**	**2.381**
xxxx	2-7/8" Sliding Side Door	2.313
	LKU K Target	
xxxx	**Prod. Packer 2-7/8" x 7" #4**	**2.381**
xxxx	2-7/8" Sliding Side Door	2.313
	LKU L Target	
xxxx	**Prod. Packer 2-7/8" x 7" #4**	**2.381**
xxxx	X-nipple	2.313
xxxx	WEG	2.441
	LKU M Target	
xxxx	7" casing	

All depths are not to scale and estimated only.

หลุมที่มีการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม (2 strings)

รูปที่ 2-104 รูปแบบของการเตรียมหลุมผลิต (Well Completion Schematic Diagram)



Standard Completion – 4 Zones

mAHBDF	DESCRIPTION	Min ID
	2-7/8" tubing, 6.4 lb/ft, L80	2.441
xxxx	SCSSV	2.313
xxxx	SPM #4	2.441
xxxx	SPM #3	2.441
xxxx	SPM #2	2.441
xxxx	SPM #1	2.441
xxxx	2-7/8" Sliding Side Door	2.313
xxxx	**Prod. Packer 2-7/8" x 7" #4**	**2.381**
xxxx	2-7/8" Sliding Side Door	2.313
	PTO Target	
xxxx	**Prod. Packer 2-7/8" x 7" #3**	**2.381**
xxxx	2-7/8" Sliding Side Door	2.31
	LKU K Target	
xxxx	**Prod. Packer 2-7/8" x 7" #2**	**2.381**
xxxx	2-7/8" Sliding Side Door	2.31
	LKU L Target	
xxxx	**Prod. Packer 2-7/8" x 7" #1**	**2.381**
xxxx	X-nipple	2.313
xxxx	WEG	2.441
	LKU M Target	
xxxx	7" casing	

All depths are not to scale and only estimated number.

หลุมที่มีการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (3 strings)

รูปที่ 2-105 รูปแบบของการเตรียมหลุมผลิต (Well Completion Schematic Diagram)

กระบวนการผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตจะเหมือนกับการทดสอบหลุม โดยเริ่มด้วยปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บจะไหลขึ้นมายังปากหลุมด้วยแรงดันตามธรรมชาติของแหล่งกักเก็บ (ประมาณ 3,800 psig) ผ่านชุดวาล์วควบคุมความดันบริเวณปากบ่อ (Christmas tree/Choke manifold) เพื่อปรับความดันให้ลดลงก่อนผ่านเข้าสู่เครื่องแยกสถานะ (Separator) เพื่อแยกก๊าซออกจากของเหลว อุปกรณ์ได้รับการออกแบบให้รองรับปริมาณของเหลวและก๊าซได้สูงสุดที่ 4,000 บาร์เรล/วัน และ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ตามลำดับ ที่ความดันและอุณหภูมิเท่ากับ 20-50 psig และ 30-90 องศาเซลเซียส ตามลำดับ ภายในเครื่องแยกสถานะ ก๊าซซึ่งเบากว่าของเหลวจะลอยออกทางด้านบนผ่านวาล์วควบคุมความดัน (Pressure control valve, PCV) เพื่อปรับความดันของก๊าซให้เหลือประมาณ 5 psig ก่อนผ่านเข้าสู่เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอนซึ่งจะดักจับอนุภาคน้ำมันขนาดเล็กที่อาจติดไปกับก๊าซกลับเข้าสู่ถังกักเก็บ ก๊าซจะผ่านเข้าสู่ปล่องเผาก๊าซแบบปล่องแนวนอนเพื่อเผาทิ้งออกสู่บรรยากาศ ส่วนของเหลวที่แยกออกจากเครื่องแยกสถานะจะรวมกับของเหลวจากเครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอนผ่านเข้าสู่ถังกักเก็บเพื่อตรวจวัดอัตราการไหลและรอการสูบจ่ายผ่านรถบรรทุกน้ำมัน โดยของเหลว (น้ำ และน้ำมันดิบ) จะถูกตรวจสอบค่าอัตราส่วนน้ำและตะกอนที่ปนอยู่ในน้ำมัน (BS&W) และหากค่า BS&W น้อยกว่าร้อยละ 0.5 จะสามารถขนส่งด้วยรถบรรทุกน้ำมันไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระได้โดยตรง เพื่อส่งไปขายยังโรงกลั่นน้ำมันต่อไป แต่หากค่า BS&W มากกว่าร้อยละ 0.5 จะเป็น Wet Crude ของเหลวจะถูกขนส่งด้วยรถบรรทุกน้ำมันไปยังสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ และ/หรือสถานีผลิตลานกระบือ เพื่อเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบอีกครั้ง จากนั้นขนส่งน้ำมันดิบไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระต่อไป

การผลิตจะดำเนินการอย่างต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมง ควบคุมโดยเจ้าหน้าที่ของโครงการฯ ซึ่งจะดำเนินการตรวจสอบ ติดตามผล และบันทึกข้อมูลต่าง ๆ ตามมาตรฐานการปฏิบัติงานของเจ้าของโครงการฯ ได้แก่ การตรวจสอบความดันของเครื่องแยกสถานะ ระดับของเหลวในถังเก็บกัก ปริมาณก๊าซที่เกิดขึ้น อุณหภูมิในอุปกรณ์ต่าง ๆ เป็นต้น รวมถึงการตรวจสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ต่าง ๆ ตามแผนการตรวจสอบและซ่อมบำรุงของโครงการฯ ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดความมั่นใจในระบบความปลอดภัยในระหว่างการปฏิบัติการผลิต และสอดคล้องกับระบบ SSHE ขององค์กร ผังแสดงกระบวนการผลิตปิโตรเลียมในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต แสดงดัง**รูปที่ 2-106**

สำหรับกรณีการผลิตปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตที่มีการวางระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมเพื่อเชื่อมต่อมายังสถานีผลิตย่อย อุปกรณ์ที่จะยังคงอยู่ที่ฐานหลุมผลิตต้นทาง ประกอบด้วยอุปกรณ์เพื่อการลำเลียงปิโตรเลียมผ่านท่อลำเลียงปิโตรเลียมเท่านั้น ได้แก่ ชุดวาล์วหัวบ่อ (Christmas Tree) และชุดวาล์วควบคุมความดัน (Manifold) ซึ่งถูกติดตั้งบนพื้นดาดคอนกรีตในบริเวณที่ว่างริมรั้วของฐานหลุมผลิต ทำหน้าที่ปรับลดความดันจากภายในหลุมผลิตก่อนส่งผ่านเข้าสู่ระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม และรวบรวมของไหลที่ผ่านมาตามท่อจากหลุมผลิตอื่น ๆ เข้าสู่ระบบท่อหลัก ก่อนส่งไปยังสถานีผลิตย่อยต่อไป รวมถึงฐานหลุมผลิตต้นทางจะไม่มีพนักงานอยู่ประจำที่ฐานหลุมผลิต ยกเว้นการเข้ามาตรวจสอบความเรียบร้อย หรือซ่อมบำรุงอุปกรณ์ต่าง ๆ ตามระยะเวลาที่กำหนดไว้ในแผนปฏิบัติงานประจำเท่านั้น



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-106 แผนผังกระบวนการผลิตปิโตรเลียมในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

2.5.5.1(4) การกักเก็บ สูบจ่าย และขนส่งปิโตรเลียมในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

การกักเก็บ สูบจ่าย และขนส่งปิโตรเลียมจากการผลิตผ่านฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง เริ่มจากน้ำมันดิบที่แยกออกจากเครื่องแยกสถานะ จะถูกกักกักเก็บไว้ในถังเก็บน้ำมัน (Crude Tank) ขนาด 440 บาร์เรล จำนวน 4 ถัง ถังกักเก็บน้ำมันกำหนดให้มีระดับกักเก็บของถังต่ำสุดที่ร้อยละ 20 และกักเก็บได้สูงสุดร้อยละ 90 (394 บาร์เรล/ถัง) โดยมีสวิ ตช์อัตโนมัติควบคุมระดับน้ำมันในถัง ด้านบนของถังจะมี Relieve Valve เพื่อควบคุมระดับความดันในถัง กรณีถังมีความดันมากจะมีการระบายก๊าซออกที่ Relieve Valve โดยตรง น้ำมันดิบจากถังกักเก็บจะถูกสูบจ่ายเข้าสู่รถบรรทุกน้ำมันขนาด 220 บาร์เรล ผ่านเครื่องสูบจ่ายน้ำมัน ซึ่งจะติดตั้งไว้ในแต่ละฐานหลุมผลิตจำนวน 1 เครื่อง สามารถสูบจ่ายน้ำมันด้วยอัตราสูงสุดที่ 300 แกลลอน/นาที หรือประมาณ 10,000 บาร์เรล/วัน

ทั้งนี้ ความสามารถในการผลิตปิโตรเลียมจากเครื่องแยกสถานะ (Separator) ของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งสามารถรองรับของเหลวได้สูงสุด 4,000 บาร์เรล/วัน ซึ่งความสามารถในการรองรับกำลังการผลิตสูงสุดของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งตามปริมาณการคาดการณ์ปิโตรเลียมที่ผลิตได้ ระหว่าง [redacted] รถบรรทุกน้ำมันจะเข้ามารับน้ำมันดิบจากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งประมาณ 2 คัน/เที่ยว โดยที่โครงการฯ จะมีการใช้รถบรรทุกน้ำมันสูงสุดประมาณ 2 - 20 คัน/วัน ในกรณีของเหลวที่สูบได้มีปริมาณมาก โครงการฯ สามารถเพิ่มจำนวนเที่ยวขนถ่ายให้เหมาะสมกับปริมาณน้ำมันที่ได้ โดยก่อนการสูบจ่ายเข้าสู่รถบรรทุก จะทำการตรวจสอบค่า Base Sedimentation & Water (BS&W) ซึ่งเป็นค่าอัตราส่วนน้ำและตะกอนที่ปนอยู่ในน้ำมัน โดยแบ่งออกเป็น 2 กรณี ดังนี้

1) กรณีที่ค่า BS&W น้อยกว่าร้อยละ 0.5 จัดเป็นน้ำมันดิบแห้ง (Dry Crude) ปิโตรเลียมจะถูกขนส่งไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระ (Bung Phra Loading Terminal) โดยตรง เพื่อขนส่งผ่านระบบขนส่งด้วยรถไฟเข้าสู่โรงกลั่นน้ำมัน

2) กรณีที่ค่า BS&W มากกว่าร้อยละ 0.5 จะเป็น Wet Crude ของเหลวจะถูกขนส่งด้วยรถบรรทุกน้ำมันไปยังสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ และ/หรือสถานีผลิตลานกระบือ เพื่อเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบ (Dehydration) จนได้อัตราส่วนน้ำและตะกอนที่ปนอยู่ในน้ำมันในปริมาณน้อยกว่าร้อยละ 0.5

สำหรับรายละเอียดในภาพรวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม ซึ่งประกอบด้วย กิจกรรมการก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม ในระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม ดังแสดงรายละเอียดใน**หัวข้อ 2.5.5.2** และกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม ในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม ดังแสดงรายละเอียดใน**หัวข้อ 2.5.5.3** ตามลำดับ

2.5.5.2 ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม

การก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม เพื่อดำเนินการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม มีการก่อสร้างแนวท่อใน 2 ลักษณะ คือ การก่อสร้างบนดิน และการก่อสร้างใต้ดิน ซึ่งขึ้นกับสภาพพื้นที่ดำเนินงาน โดยในทางปฏิบัติโครงการฯ การวางท่อใต้ดิน โครงการฯ จะพิจารณาเลือกใช้วิธีการวางท่อโดยวิธีการดันท่อลอด (Bored หรือ Pipe Jacking) หรือ การเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling หรือ HDD) ตามความเหมาะสมของหน้างาน

สำหรับรายละเอียดการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม จำนวน 2 แนวท่อ ของโครงการฯ ซึ่งจะมีการพิจารณาก่อสร้างแนวท่อใน 2 ลักษณะดังกล่าว คือ การก่อสร้างบนดิน และการก่อสร้างใต้ดิน ประกอบด้วย

1) แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) (ดังรูปที่ 2-12)

- เปลี่ยนแปลงท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่วางในแนวท่อนี้ซึ่งเป็นระบบท่อลอยวางอยู่บนฐานวางท่อ ระยะทาง 2.48 กิโลเมตร จากแบบ Multi-Phase ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว จำนวน 1 เส้น เป็นแบบ Single-Phase จำนวน 3 เส้น ได้แก่
    - ท่อน้ำมันดิบ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น
    - ท่อก๊าซ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3 นิ้ว จำนวน 1 เส้น
    - ท่อน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น
- ปรับเปลี่ยนแนวการวางท่อในช่วงล่างของแนวท่อนี้ ก่อนเข้าสู่ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ระยะทางประมาณ 480 เมตร โดยไม่มีผลกระทบต่อระยะทางการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบ (ระยะทางการวางท่อเปลี่ยนแปลงจาก 2.58 กิโลเมตร เป็น 2.48 กิโลเมตร โดยมีระยะทางการวางท่อสั้นลง 100 เมตร)

การเปลี่ยนแปลงท่อลำเลียงปิโตรเลียม จากท่อรวมแบบ Multi-Phase (ท่อน้ำจากกระบวนการผลิต + น้ำมันดิบ + ก๊าซ) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว จำนวน 1 เส้น เป็นท่อแยกแบบ Single-Phase จำนวน 3 เส้น ประกอบด้วย ท่อน้ำมันดิบขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น ท่อก๊าซขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3 นิ้ว จำนวน 1 เส้น และท่อน้ำจากกระบวนการผลิตขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น และมีการปรับเปลี่ยนแนวการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมบางส่วน ในช่วงก่อนถึงฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ระยะทางประมาณ 480 เมตร แต่ไม่มีผลกระทบกับระยะทางการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบ (ระยะทางการวางท่อเปลี่ยนแปลงจากเดิมที่ได้รับความเห็นชอบจาก 2.58 กิโลเมตร เป็น 2.48 กิโลเมตร โดยระยะทางการวางท่อสั้นลง 100 เมตร) ซึ่งปัจจุบันแนวท่อนี้เป็นแนวท่อที่ยังไม่มีการก่อสร้าง โดยจะวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมแบบบนดิน (Aboveground pipeline) ที่มีการเปิดพื้นที่ใหม่ ใช้เวลา 30 วัน ต่อความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม 1 กิโลเมตร ดังนั้น จะใช้เวลาในการก่อสร้างและติดตั้ง ประมาณ 75 วัน หรือประมาณ 3 เดือน

2) แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) (ดังรูปที่ 2-13)

- เพิ่มจำนวนท่อลำเลียงปิโตรเลียมในแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) ซึ่งท่อที่ขอวางเพิ่มเติมในแนวท่อฯ นี้ คือ ท่อลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาด 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น ระยะทาง 10.6 กิโลเมตร

แนวท่อนี้เป็นแนวท่อที่มีการก่อสร้างแล้วและดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน ระยะทาง 10.6 กิโลเมตร มีช่วงที่เป็นการติดตั้งแนวท่อแบบบนดิน (Aboveground pipeline) เป็นระยะทาง 2.4 กิโลเมตร และช่วงที่วางแนวท่อลำเลียมปิโตรเลียมแบบใต้ดิน (Underground pipeline) เป็นระยะทาง 8.2 กิโลเมตร โดยโครงการฯ จะใช้เวลาในการติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมเส้นนี้ ประมาณ 30 วัน ต่อความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม 1 กิโลเมตร ดังนั้น จะใช้เวลาในการก่อสร้างและติดตั้ง ประมาณ 318 วัน หรือประมาณ 11 เดือน

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม จำนวน 2 แนวท่อ ตามข้างต้น มีรายละเอียดอุปกรณ์และกิจกรรมในการวางท่อ และการลำเลียงปิโตรเลียมผ่านทางท่อลำเลียงปิโตรเลียม ดังนี้

2.5.5.2(1) การจัดหาที่ดินเพื่อก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

โครงการฯ ได้ยึดถือแนวทางปฏิบัติในการจัดหาที่ดินเพื่อก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม เช่นเดียวกับการจัดหาที่ดินเพื่อก่อสร้างฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ดังแสดงใน**หัวข้อ 2.5.2.1(1) การจัดหาที่ดินเพื่อก่อสร้างฐานหลุมผลิตและถนนทางเข้า** ซึ่งประกอบด้วยการติดต่อประสานงานและการสำรวจพื้นที่ และการประชาสัมพันธ์การก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ โดยแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ซึ่งเป็นแนวท่อที่ปัจจุบันยังไม่ได้มีการก่อสร้าง มีระยะทางแนวการวางท่อเดิมที่ได้รับความเห็นชอบ ประมาณ 2.58 กิโลเมตร โดยการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ครั้งนี้ จะมีการปรับเปลี่ยนแนวการวางท่อบางส่วนไปจากเดิมที่ได้รับความเห็นชอบ ในช่วงก่อนถึงฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) โดยมีระยะทางช่วงที่เปลี่ยนแปลงแนวการวางท่อ ประมาณ 580 เมตร และภายหลังการเปลี่ยนแปลง จะมีระยะทางการวางท่อในช่วงดังกล่าวประมาณ 480 เมตร (ความยาวท่อจะสั้นลง 100 เมตร) (ดัง**รูปที่ 2-12**) ซึ่งเป็นผลทำให้ความยาวท่อรวมภายหลังการปรับเปลี่ยนแนวท่อเส้นนี้ คือ 2.48 กิโลเมตร ทั้งนี้ การจัดหาที่ดินเพื่อก่อสร้างแนวท่อในช่วงที่ขอเปลี่ยนแปลงนั้นจะดำเนินการตามแนวทางปฏิบัติดังที่กล่าวไว้

ส่วนแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) ที่วางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) เป็นแนวท่อที่ปัจจุบันมีการก่อสร้างแล้ว โดยจะมีการติดตั้งเส้นท่อเพิ่มเติมในพื้นที่แนวท่อเดิม จึงไม่มีการจัดหาที่ดินเพิ่มเติมแต่อย่างใด

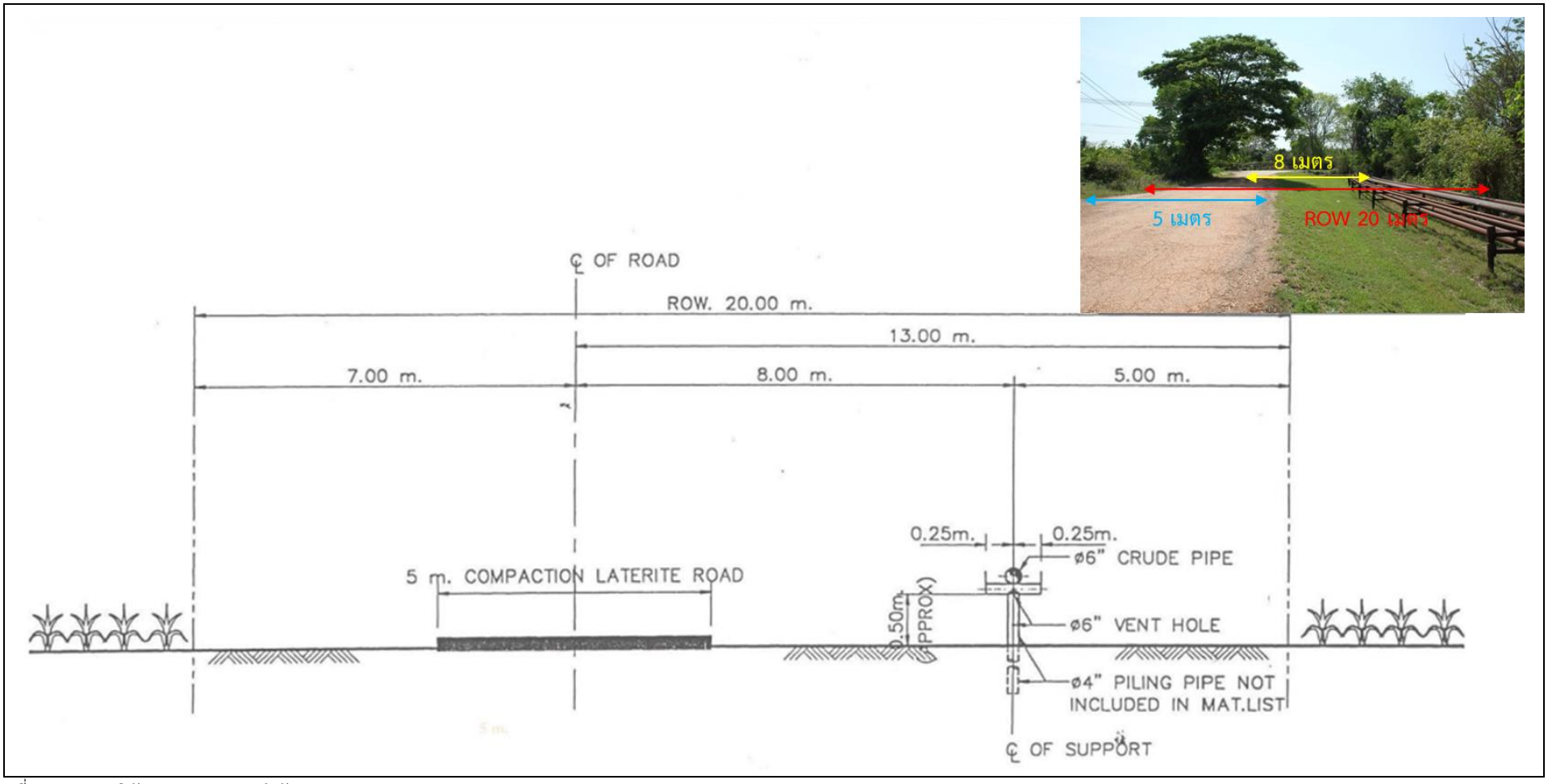
2.5.5.2(2) การกำหนดตำแหน่งแนววางท่อและพื้นที่เขตระบบ

แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่จะก่อสร้างและติดตั้งนั้น จะวางในเขตกรรมสิทธิ์ที่ดินของเจ้าของโครงการฯ มีหน้ากว้างประมาณ 20 เมตร มีความยาวไปตลอดตามความยาวของแนวท่อ ภายในเขตกรรมสิทธิ์ที่ดินดังกล่าวหรือเขตระบบ จะมีการก่อสร้างถนนลูกรังมีผิวถนนกว้างประมาณ 5 - 6 เมตร เพื่อใช้เป็นทางเข้า/ออกฐานหลุมผลิต หรือใช้ในการขนส่งวัสดุก่อสร้างในช่วงก่อสร้างและซ่อมบำรุงรักษาแนวท่อในช่วงดำเนินการ นอกจากนี้ยังใช้ประโยชน์เป็นทางผ่านเข้า/ออกพื้นที่เกษตรกรรมของชาวบ้าน โดยถนนเข้าสู่พื้นที่โครงการฯ จะวางเกือบชิดขอบของแนวเขตที่ดิน ดังนั้น แนวท่อจะวางชิดขอบอีกด้านหนึ่งซึ่งเป็นส่วนพื้นที่ว่างโดยวางห่างจากเขตที่ดินประมาณ 5 เมตร เพื่อเป็นแนวกันชน ซึ่งจะกำจัดวัชพืชออกให้หมดเพื่อป้องกันการลุกติดไฟในช่วงฤดูแล้ง ซึ่งจะทำให้จุดศูนย์กลางของแนววางท่อลำเลียงปิโตรเลียมจะห่าง

จากจุดศูนย์กลางของถนนประมาณ 8 เมตร เพื่อกันพื้นที่ส่วนนี้ไว้เป็นพื้นที่ขนส่งท่อและเครื่องจักรอุปกรณ์ก่อสร้าง ตลอดจนเพื่อความสะดวกในการซ่อมบำรุงรักษาแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมในช่วงดำเนินการ

ปัจจุบันโครงการฯ ได้จัดหาที่ดินและกำหนดตำแหน่งแนววางท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) เรียบร้อยแล้ว ซึ่งจะมีการวางท่อเลียบถนนชุมชน อบต.คุยม่วง เป็นส่วนใหญ่ นอกจากนี้ ยังมีการวางพาดผ่านแปลงที่ดินส่วนบุคคล จำนวน 12 แปลง สำหรับสภาพพื้นที่โดยรอบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ไม่พบบ้านพักอาศัยตั้งอยู่ในระยะ 50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อทั้งสองฝั่ง โดยแนวท่อตัดผ่านถนน จำนวน 1 จุด และผ่านแหล่งน้ำ จำนวน 1 จุด รายละเอียดดัง**รูปที่ 2-121** ใน **หัวข้อ2.5.5.2(6) ข้อกำหนดและวิธีการก่อสร้างท่อลำเลียงปิโตรเลียม**

ลักษณะการวางตำแหน่งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ แสดงใน**รูปที่ 2-107**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-107 ลักษณะการวางตำแหน่งแนวท่อของโครงการฯ

2.5.5.2(3) มาตรฐานการออกแบบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมโดยทั่วไปในพื้นที่ S1 เป็นระบบท่อลอยขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว วางอยู่บนฐานวางท่อ (Pipe Support) เป็นระบบท่อแบบ Multi-Phase คือ ขนส่งทั้งก๊าซ น้ำมันดิบ และน้ำในเส้นท่อเดียวกัน ท่อลำเลียงจะเชื่อมต่อกับชุดควบคุมความดัน (Manifold) ที่ติดตั้งอยู่ภายในฐานหลุมผลิต ทำหน้าที่ปรับความดันของปิโตรเลียม (น้ำมันดิบ น้ำจากกระบวนการผลิต และก๊าซธรรมชาติ) ที่ขึ้นมาจากหลุมผลิตให้มีความเหมาะสม รวมถึงทำหน้าที่รวบรวมปิโตรเลียมจากท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่มาจากหลุมผลิตอื่นส่งผ่านเข้าสู่ท่อลำเลียงหลัก ซึ่งโดยทั่วไปจะติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมเพียง 1 แนว เนื่องจากปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ไม่มากนัก และความดันในแหล่งกักเก็บกรณีการผลิตช่วงแรกจะยังสูงอยู่ จากนั้นเมื่อจะเพิ่มกำลังการผลิตขึ้นในอนาคต และความดันในแหล่งกักเก็บเริ่มลดลง จะมีการติดตั้งระบบท่อต่าง ๆ เช่น ท่อก๊าซ (Gas Lift) และท่ออัดน้ำ (Water Injection) เพิ่มเติมตามความเหมาะสม เพื่อช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและรักษาระดับปริมาณการผลิตที่เหมาะสมต่อไป ทั้งนี้ รูปแบบการสร้างแนวท่อของโครงการฯ ยังขึ้นอยู่กับศักยภาพทางปิโตรเลียม โดยกรณีแหล่งที่มีศักยภาพสูง โครงการฯ จะพิจารณาสร้างท่อแยกสำหรับน้ำมันดิบ ท่อก๊าซ และท่อน้ำจากกระบวนการผลิต

สำหรับแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่จะขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้มีจำนวน 2 แนวท่อ โดยแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) ที่วางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และส่งต่อไปที่สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) เป็นแนวท่อที่ก่อสร้างแล้วและดำเนินการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมอยู่ในปัจจุบันซึ่งโครงการฯ จะมีการติดตั้งท่อน้ำจากกระบวนการผลิตขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว เพิ่มเติมจำนวน 1 เส้น ส่วนแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) เป็นแนวท่อที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง โดยภายหลังเปลี่ยนจากท่อแบบ Multi-Phase ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว จำนวน 1 เส้น ท่อของโครงการฯ จะมีจำนวนรวม 3 เส้น ประกอบด้วยท่อน้ำมันดิบ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น ท่อก๊าซ[4/] ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3 นิ้ว จำนวน 1 เส้น และท่อน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น ซึ่งผลจากการเปลี่ยนแปลงนี้โครงการฯ จะสามารถลำเลียงปิโตรเลียมได้เหมาะสมตามความสามารถในการแยกสถานะของปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิต ได้แก่ น้ำมันดิบ ก๊าซ และน้ำจากกระบวนการผลิต และสามารถลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิตไปยังเข้าสู่ระบบ Water Flooding มาใช้ในการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมภายในฐานหลุมผลิต และเป็นส่วนหนึ่งที่ช่วยให้สามารถรักษากำลังการผลิตในภาพรวมของแปลง S1 ให้เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด

4/ การสร้างท่อก๊าซ เพื่อรองรับปริมาณก๊าซที่คาดว่าจะมีปริมาณเพิ่มขึ้น สำหรับการนำก๊าซไปใช้ประโยชน์ เช่น ผลิตกระแสไฟฟ้า gas lift หรือ เข้ากระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซเพื่อส่งขาย

โครงการฯ ได้มีการศึกษาทางวิศวกรรมและมีการกำหนดมาตรฐานความปลอดภัยในการออกแบบท่อตามมาตรฐานสากล เพื่อป้องกันการเกิดอันตรายร้ายแรงที่อาจจะเกิดกับแนวท่อจากการดำเนินกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เป็นท่อน้ำมันดิบ ท่อก๊าซ และท่อน้ำจากกระบวนการผลิต มีรายละเอียดดังนี้

(1) ท่อน้ำมันดิบ

เป็นท่อเหล็กแบบไม่มีตะเข็บ Class API 5LX-42 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว ความหนา 0.562 นิ้ว ออกแบบตามมาตรฐาน ASME B31.4 รองรับความดันได้สูงสุด 2,000 psi ที่อุณหภูมิ 120 องศาเซลเซียส ในขณะที่ความดันใช้งานจริงอยู่ระหว่าง 400-700 psi ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

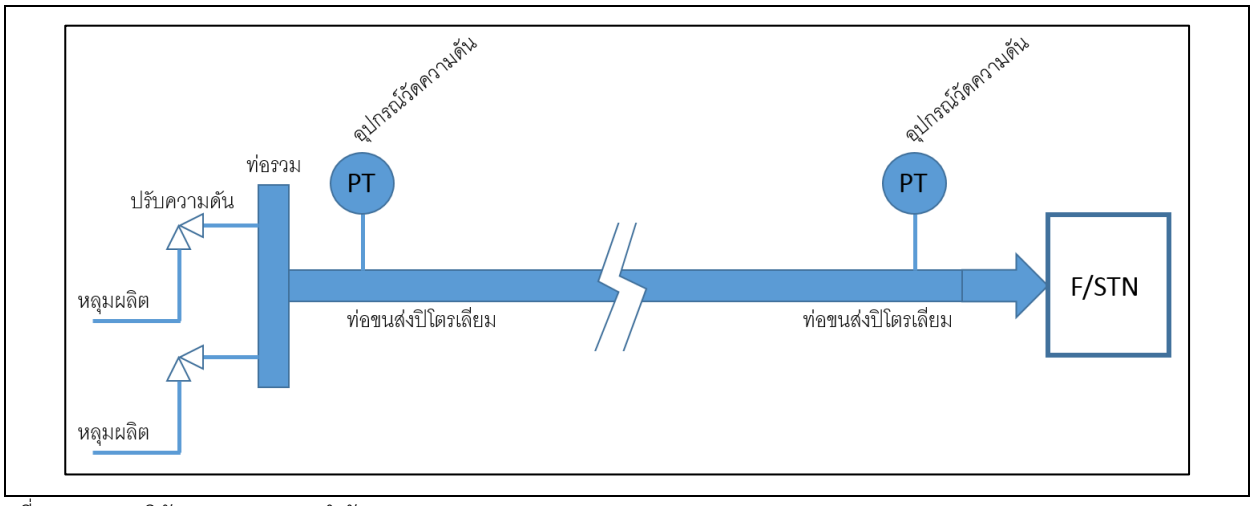
(2) ท่อก๊าซ

เป็นท่อเหล็กแบบไม่มีตะเข็บ Class API 5LX-42 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3 นิ้ว ความหนา 0.438 นิ้ว ออกแบบตามมาตรฐาน ASME B31.8 รองรับความดันได้สูงสุด 2,000 psi ที่อุณหภูมิ 120 องศาเซลเซียส ในขณะที่ความดันใช้งานจริงอยู่ระหว่าง 1,300-1,500 psi ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

(3) ท่อน้ำจากกระบวนการผลิต

เป็นท่อเหล็กแบบไม่มีตะเข็บ Class API 5LX-42 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว ความหนา 0.562 นิ้ว ออกแบบตามมาตรฐาน ASME B31.4 รองรับความดันได้สูงสุด 2,000 psi ที่อุณหภูมิ 120 องศาเซลเซียส ในขณะที่ความดันใช้งานจริงอยู่ระหว่าง 400-700 psi ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

อีกทั้งในการออกแบบแนวท่อ ยังได้คำนึงถึงการขยายตัวของท่อเนื่องจากอุณหภูมิและความดันภายในเส้นท่อ จึงได้กำหนดให้มี Expansion Loop หรือวางท่อเป็นแนวโค้งเป็นระยะเพื่อลดความเครียด (Stress) ของตัวท่อ นอกจากนี้ ตัวท่อจะได้รับการเคลือบสารป้องกันการผุกร่อนทั้งภายในและภายนอก ในการเชื่อมท่อต้องทดสอบแนวเชื่อมทั้งหมด 100% ด้วยวิธี X-RAY ส่วนท่อที่วางลอดถนน หรือแหล่งน้ำจะได้รับการหุ้มด้วยฉนวนก่อนฝังดิน และมีการติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดความดันภายในท่อ ทั้ง 2 ด้านของท่อ ดัง**รูปที่ 2-108** ซึ่งความดันในท่อจะถูกวัดอย่างต่อเนื่องและส่งข้อมูลไปยังห้องควบคุมที่สถานีผลิตลานกระบือ (F/STN)



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-108 การติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดความดันภายในท่อ ทั้ง 2 ด้านของท่อ

ดังนั้น หากเกิดการลดลงของความดันภายในท่อ เช่น มีการรั่วไหลของของไหล อุปกรณ์วัดความดัน (pressure transmitter) จะตรวจพบและส่งสัญญาณเพื่อเตือนให้ผู้ปฏิบัติงานทราบ เพื่อตรวจสอบสถานะของฐานหลุมผลิตหรือท่อลำเลียงปิโตรเลียมนั้น ก่อนจะตัดการทำงานของอุปกรณ์ต้นทางและปลายทางของท่อ เพื่อยับยั้งการรั่วไหลและลดโอกาสการขยายวางกว้างของอันตรายนั้น

รายละเอียดการออกแบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ แสดงใน**ตารางที่ 2-40**

ตารางที่ 2-40 รายละเอียดการออกแบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

รายละเอียด	มาตรฐาน ANSI/ASME B31.4 และ B31.8	การออกแบบของโครงการฯ		
		ท่อลำเลียงน้ำมันดิบ ขนาด 6 นิ้ว (ASME B 31.4)	ท่อลำเลียงน้ำ ขนาด 6 นิ้ว (ASME B 31.4)	ท่อลำเลียงก๊าซ ขนาด 3 นิ้ว (ASME B31.8)
การออกแบบ				
- ความยาวท่อประมาณ	ไม่ได้กำหนด	12 เมตร ต่อท่อน	12 เมตร ต่อท่อน	12 เมตร ต่อท่อน
- ความหนา	ไม่ได้กำหนด	0.562 นิ้ว	0.562 นิ้ว	0.438 นิ้ว
- ความดันสูงสุด	ไม่ได้กำหนด	2,000 psi	2,000 psi	2,000 psi
- ความดันใช้งาน	ไม่ได้กำหนด	400-700 psi	1,300-1,500 psi	400-700 psi
- อุณหภูมิสูงสุด	ไม่ได้กำหนด	120 องศาเซลเซียส	120 องศาเซลเซียส	120 องศาเซลเซียส
- อุณหภูมิใช้งาน	ไม่ได้กำหนด	60 องศาเซลเซียส	60 องศาเซลเซียส	60 องศาเซลเซียส
- Design Factor	0.72	0.72	0.72	0.72
- Specified min. yield strength (Minimum to Maximum)	42,000 psi	42,000 psi สำหรับท่อ Class API 5LX-42	42,000 psi สำหรับท่อ Class API 5LX-42	42,000 psi สำหรับท่อ Class API 5LX-42
การก่อสร้างและดำเนินการ				
- ระยะเวลาในการทำ Hydro Test	4 ชั่วโมง	28 ชั่วโมง	28 ชั่วโมง	28 ชั่วโมง
- การตรวจสอบแนวเชื่อม (X-Ray) (กรณีเชื่อมท่อ)	>10% ของแนวเชื่อม	100% ของแนวเชื่อม	100% ของแนวเชื่อม	100% ของแนวเชื่อม
- ระบบควบคุมอัตโนมัติ SCADA	ไม่ได้กำหนด	ไม่มี	ไม่มี	ไม่มี
- ระบบสื่อสาร ONLINE	ไม่ได้กำหนด	ไม่มี	ไม่มี	ไม่มี
- ระบบป้องกันสนิม Cathodic Protection	ไม่ได้กำหนด	มีระบบ Cathodic Protection และเคลือบท่อสำหรับท่อที่วางใต้ดินหรือลอดถนน/แหล่งน้ำ	มีระบบ Cathodic Protection และเคลือบท่อสำหรับท่อที่วางใต้ดินหรือลอดถนน/แหล่งน้ำ	มีระบบ Cathodic Protection และเคลือบท่อสำหรับท่อที่วางใต้ดินหรือลอดถนน/แหล่งน้ำ

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.5.2(4) องค์ประกอบสำหรับการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ภายหลังจากวางแนวท่อลำเลียงเสร็จแล้ว แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ที่จะก่อสร้างใหม่ซึ่งปัจจุบันมีการผลิตผ่านฐาน จะสามารถผลิตผ่านฐานหลุมผลิตและผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมได้ในเวลาเดียวกัน หรือโครงการฯ อาจพิจารณารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตแบบ MPF และดำเนินการขนส่งปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมแทน โดยจะขึ้นกับปริมาณการผลิต และแผนงานของโครงการฯ ส่วนแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) จะมีองค์ประกอบสำหรับการวางท่อเหมือนในปัจจุบัน โดยรายละเอียดอุปกรณ์และการดำเนินงานในการวางท่อ และการลำเลียงปิโตรเลียมผ่านทางท่อลำเลียงปิโตรเลียม ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) (ท่อลำเลียงน้ำมันดิบ + ท่อลำเลียงน้ำ + ท่อลำเลียงก๊าซ) และระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) (ท่อลำเลียงน้ำ) ที่ขอเปลี่ยนเปลี่ยนรายละเอียดโครงการฯ ในครั้งนี้ มีรายละเอียดขององค์ประกอบสำหรับการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ ดังนี้

1) ท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ ประกอบด้วย ท่อน้ำมันดิบขนาด 6 นิ้ว ท่อก๊าซขนาด 3 นิ้ว และท่อน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาด 6 นิ้ว ดังที่ได้กล่าวมาแล้วใน **หัวข้อ 2.5.5.2(3) มาตรฐานการออกแบบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม**

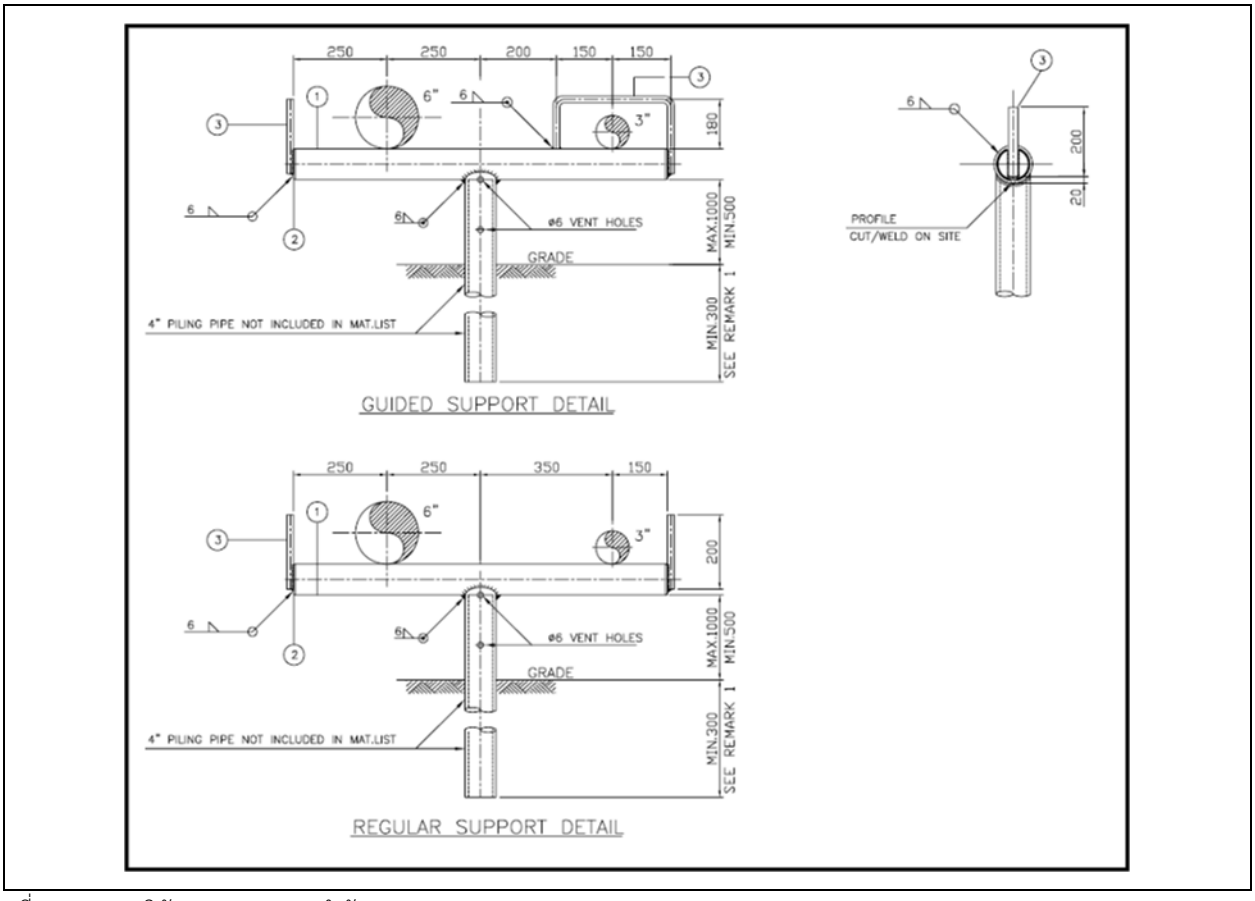
2) ฐานวางท่อ (Pipe Rack)

ท่อลำเลียงปิโตรเลียมทุกแนวจะวางอยู่บนฐานวางท่อซึ่งได้รับการออกแบบและติดตั้งตามมาตรฐานของเจ้าของโครงการฯ ฐานวางท่อจะติดตั้งเป็นฐานเดี่ยว (Single-Leg Support) กว้างประมาณ 0.5 เมตร วางสูงจากระดับพื้นดินประมาณ 0.5-1.0 เมตร ซึ่งสามารถรองรับท่อขนาดต่าง ๆ ได้สูงสุด 3 ท่อ อย่างไรก็ดีในกรณีขยายกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นในอนาคต ฐานวางท่อนี้สามารถปรับเปลี่ยนให้มีขนาดกว้างขึ้นหรือดัดแปลงให้เป็น 2 ชั้น ซึ่งจะสามารถรองรับจำนวนท่อที่เพิ่มมากขึ้นได้โดยไม่ต้องก่อสร้างฐานวางท่อในพื้นที่ใหม่ โดยตัวอย่างรูปแบบฐานวางท่อของโครงการฯ แสดงดัง**รูปที่ 2-109** และ**รูปที่ 2-110**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-109 ตัวอย่างรูปแบบฐานวางท่อและถนนเลียบแนวท่อ



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-110 ลักษณะของฐานวางท่อของโครงการฯ

3) ระบบควบคุมความดันในเส้นท่อ (Manifold)

ระบบควบคุมความดันในเส้นท่อ (Manifold) ทำหน้าที่ปรับความดันจากหลุมผลิต ให้เหมาะสมกับความดันที่ท่อสามารถรองรับได้ รวมถึงทำหน้าที่เป็นชุมท่อในการรวบรวมปิโตรเลียมจากหลุมผลิตอื่น ๆ ที่ส่งผ่านมาตามแนวท่อเพื่อส่งจ่ายเข้าสู่ระบบท่อขนส่งไปยังพื้นที่เป้าหมาย ระบบวาล์วควบคุมยังทำหน้าที่ปิดเปิดการส่งจ่ายน้ำมันดิบในกรณีที่เกิดการรั่วไหลในเส้นท่อ ซึ่งจะติดตั้งอยู่บริเวณด้านหน้าทางเข้าของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง (แสดงดัง**รูปที่ 2-111**)



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-111 ตัวอย่างภาพบริเวณสถานีควบคุมความดัน (Manifold) และ Pig Launcher/Receiver

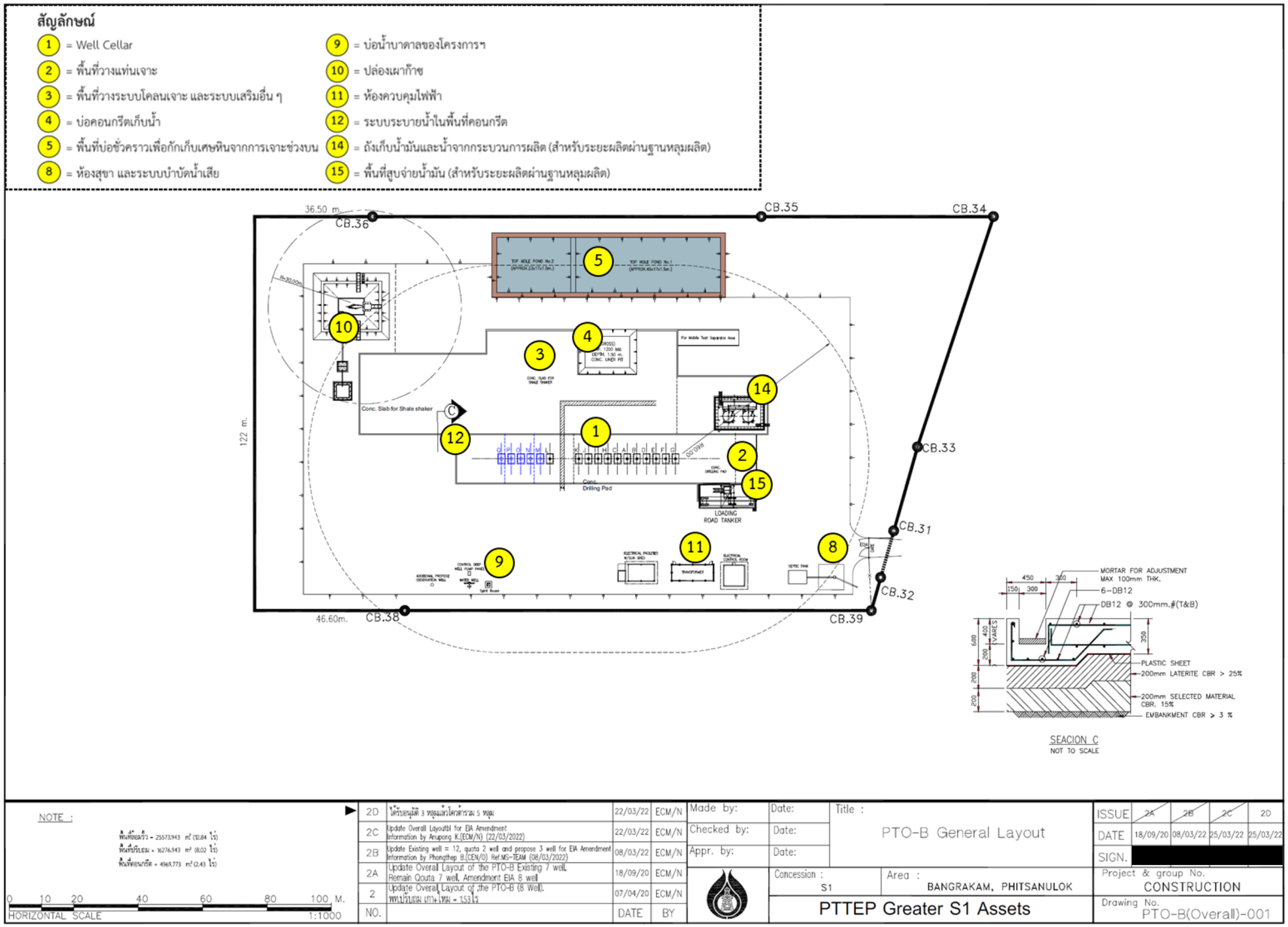
4) PIG Receiving and Launching Facility

เป็นชุดอุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจสอบสภาพการผุกร่อนภายในเส้นท่อ ตรวจสอบการเบี่ยงเบนของท่อ การบุบ รอยขีดข่วน ความหนา รอยย่น และความเสียหายทางกลอื่น ๆ รวมถึงการทำความสะอาดภายในเส้นท่อ ไล่ฝุ่น สนิม และคราบน้ำมันที่อาจสะสมอยู่ในท่อ โดยฐานหลุมผลิตที่มีแนวท่อเชื่อมต่อถึงกันจะติดตั้งชุดอุปกรณ์ดังกล่าวอยู่ในบริเวณ Manifold area (แสดงดัง**รูปที่ 2-111**)

5) ถนนเลียบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม (Access road)

ใช้ประโยชน์เพื่อการตรวจสอบและซ่อมบำรุงตลอดแนววางท่อลำเลียงปิโตรเลียม และเพื่อการใช้ประโยชน์ของท้องถิ่นเป็นเส้นทางสัญจร ถนนเลียบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมจะก่อสร้างในเขตกรรมสิทธิ์ที่ดิน 20 เมตร ถนนจะได้รับการก่อสร้างตามมาตรฐานของเจ้าของโครงการฯ เป็นถนนลูกรังบดอัด สูงกว่าระดับน้ำท่วมสูงสุดที่เกิดขึ้นในพื้นที่ 0.5 เมตร มีผิวทางกว้างประมาณ 5 - 6 เมตร ตลอดช่วงถนนจะก่อสร้างทางขึ้น-ลงเป็นระยะเพื่อให้เครื่องจักรทางการเกษตรข้ามผ่านได้ และเมื่อมีแนวถนนตัดผ่านทางน้ำ เช่น ลำราง คลอง ก็จะวางท่อลอด หรือ Box Culvert เพื่อไม่ให้กีดขวางทางน้ำ

องค์ประกอบของฐานหลุมผลิตที่มีการเชื่อมต่อกับท่อลำเลียงปิโตรเลียม แสดงดัง**รูปที่ 2-112**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-112 องค์ประกอบของฐานหลุมผลิตที่มีการเชื่อมต่อกับท่อลำเลียงปิโตรเลียม

2.5.5.2(5) ลักษณะการวางท่อที่ใช้ในโครงการฯ

ลักษณะการก่อสร้างและวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ สำหรับแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ซึ่งเป็นแนวท่อที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง จะมีวิธีการวางท่อเช่นเดียวกันกับที่เสนอไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบ ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นการวางระบบท่อบนดิน (Aboveground pipeline) หรือการติดตั้งฐานวางท่อ (ท่อลอย) โดยจะวางท่ออยู่บนฐานวางท่อ (Pipe Support หรือ Pipe Rack) แต่เนื่องจากแนวท่อบางช่วงต้องตัดผ่านถนนหรือแหล่งน้ำ จึงจำเป็นต้องวางฝังไว้ใต้ดินโดยวิธีการดันท่อลอด (Bored หรือ Pipe Jacking) หรือการเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling หรือ HDD) และการทำทางข้ามแนวท่อ (Pipe Crossing) เพื่อไม่เป็นการกีดขวางหรือปิดกั้นเส้นทางเข้าที่นาชาวบ้านใช้เข้า-ออก

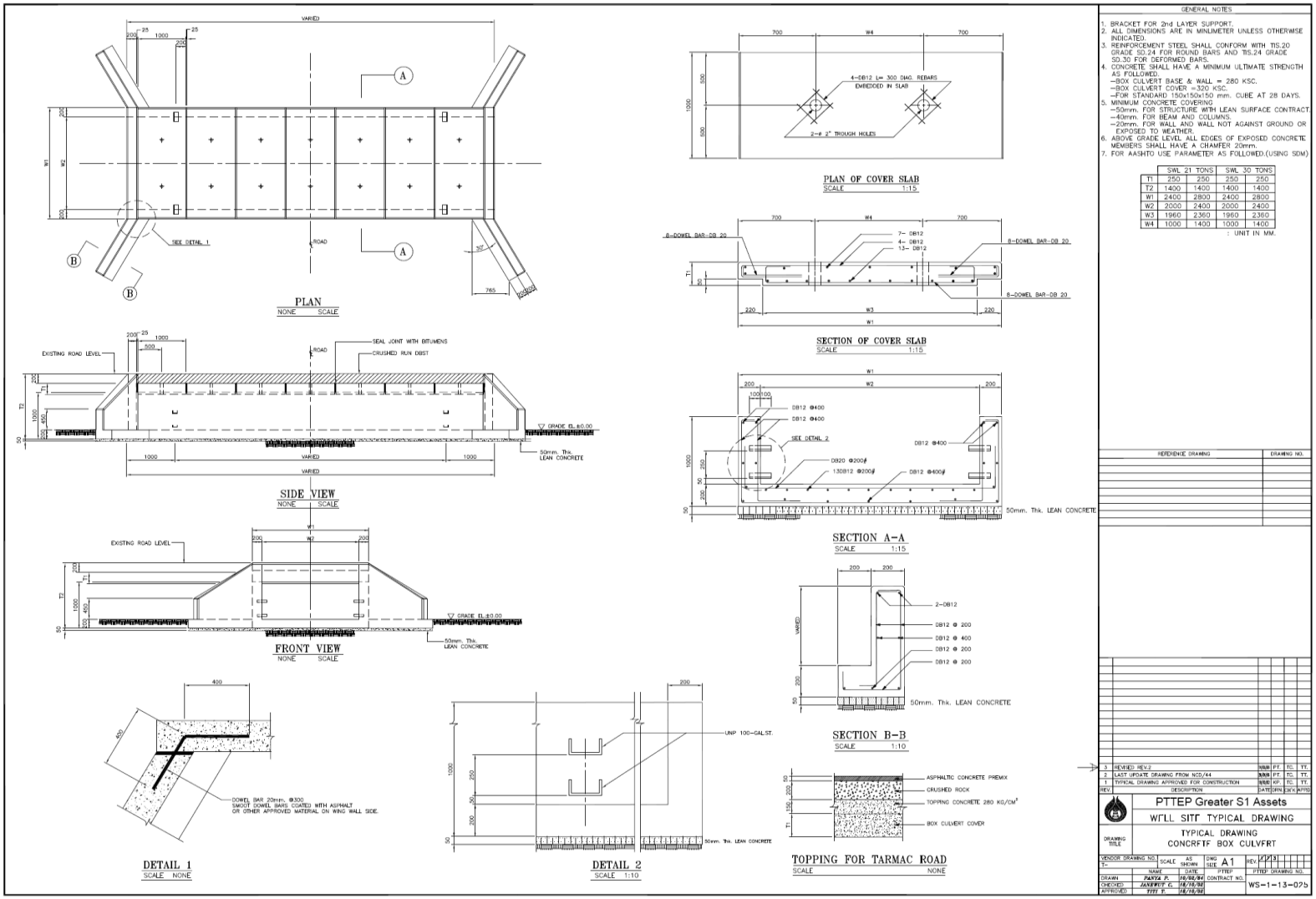
ส่วนแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) ที่วางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) จะมีวิธีการวางท่อที่จะเพิ่มเติม ซึ่งเป็นท่อลำเลียงน้ำขนาด 6 นิ้ว เช่นเดียวกันกับที่ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการวางท่อใต้ดินด้วยวิธีแบบเปิดหน้าดิน (Open Cut) และมีแนวท่อบางส่วนเป็นระบบท่อลอยวางอยู่บนฐานวางท่อ (Pipe Support หรือ Pipe Rack) แต่ในจุดที่จะต้องตัดผ่านถนนหรือแหล่งน้ำ จะมีการวางท่อฝังไว้ใต้ดินโดยวิธีการดันท่อลอด (Bored หรือ Pipe Jacking) หรือการเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling หรือ HDD) เช่นเดียวกับแนวท่อระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)

ทั้งนี้ แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมบนดินของโครงการฯ ที่วางพาดผ่านพื้นที่เกษตรกรรม หรือขนานไปตามถนนสาธารณะ อาจกีดขวางหรือปิดกั้นเส้นทางเข้าพื้นที่เกษตรกรรมที่ประชาชนในพื้นที่ใช้เข้า-ออกเป็นประจำได้ เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาดังกล่าว ในขั้นการออกแบบรายละเอียดก่อนการวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม โครงการฯ จะประชุมร่วมกับเจ้าของที่ดินต่าง ๆ เพื่อกำหนดตำแหน่งที่เหมาะสมในการก่อสร้างทางข้ามแนวท่อ และโครงการฯ จะจัดสร้างทางข้ามคอนกรีต (Ramp Pipe Crossing) เป็นระยะตามที่ได้ประชุม/หารือกับเจ้าของพื้นที่เกษตร เพื่อให้รถไถนาหรือรถปิคอัพข้ามผ่านไปได้ ตัวอย่างทางข้ามแนวท่อและแบบก่อสร้างแสดงใน**รูปที่ 2-113** และ**รูปที่ 2-114**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-113 ตัวอย่างทางข้ามแนวท่อ



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-114 ตัวอย่างแบบแสดงทางข้ามแนวท่อ

2.5.5.2(6) ข้อกำหนดและวิธีการก่อสร้างท่อลำเลียงปิโตรเลียม

(1) การจัดเตรียมพื้นที่เก็บกองท่อและอุปกรณ์ก่อสร้างอื่น ๆ

พื้นที่เก็บกองท่อ และวัสดุอุปกรณ์ประกอบการก่อสร้าง จะเก็บกองไว้ภายในพื้นที่เขต 20 เมตร ซึ่งจะต้องเป็นบริเวณที่เหมาะสมที่จะไม่เกะกะการดำเนินงานในส่วนอื่น ต้องมีลักษณะเป็นลานเปิดโล่ง ทำการปรับพื้นที่ให้แน่น เรียบ และติดตั้งไม้รองท่อเพื่อไม่ให้ท่อเคลื่อนที่ ซึ่งอาจทำให้ผิวท่อเสียหาย การเก็บท่อกองถ้าต้องมีการซ้อนท่อจะต้องจัดหาวัสดุรองรับ เช่น ไม้แผ่นรองรับระหว่างชั้น และจำกัดความสูงของการซ้อนท่อเพื่อความปลอดภัย

สำหรับในกรณีมีความจำเป็นที่ต้องใช้พื้นที่นอกเขตระบบ บริษัทผู้รับเหมาจะเป็นผู้ดำเนินการจัดหาพื้นที่ใกล้เคียงโดยการขอเช่าชั่วคราว หรือการขออนุญาตใช้พื้นที่ตามกฎระเบียบของหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง

(2) การขนส่งท่อและอุปกรณ์ก่อสร้างอื่น ๆ เข้าพื้นที่

ท่อและอุปกรณ์ก่อสร้างอื่น ๆ จะเก็บไว้ที่คลังเก็บอุปกรณ์ (Material Yard) ของเจ้าของโครงการฯ ตั้งอยู่ใกล้เคียงกับสถานีผลิตลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร การขนส่งท่อจะใช้รถบรรทุกขนส่งผ่านเส้นทางคมนาคมหลักเช่นเดียวกับการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะ คือ ทางหลวงหมายเลข 1065 ผ่านถนนสาธารณะต่าง ๆ การขนส่งท่อจากคลังเก็บมายังพื้นที่ก่อสร้างจะดำเนินการวันต่อวันเท่านั้น จะไม่มีการเก็บกองท่อในพื้นที่ก่อสร้างแต่อย่างใด จำนวนเที่ยวขนส่งโดยเฉลี่ยประมาณ 2-3 เที่ยว/วัน เมื่อรถบรรทุกทำการขนท่อมายังบริเวณที่จะทำการก่อสร้าง พนักงานจะนำท่อมาเรียงตามขอบแนวเส้นท่อ โดยเว้นระยะห่างที่ปลายท่อไว้สำหรับเป็นช่องทางเดินผ่านในการเรียงท่อ และต้องมีไม้รองหรือแผ่นรองรับเพื่อความปลอดภัยจากความเสียหายที่จะเกิดกับท่อ ทั้งนี้ ในขณะที่ทำการขนส่งท่อ จะต้องติดตั้งกรวยจราจรบริเวณด้านข้างรถบรรทุก และป้ายเตือนให้ทราบว่ามีการก่อสร้างข้างหน้า โดยติดตั้งก่อนถึงรถบรรทุกและหลังรถบรรทุกที่จอดอย่างน้อย 10 - 15 เมตร

เจ้าของโครงการฯ จะกำหนดเงื่อนไขการขนย้ายและการจัดเก็บท่อลำเลียงน้ำมันและอุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ ให้เป็นเงื่อนไขแนบท้ายสัญญาจ้างบริษัทผู้รับเหมา โดยระบุให้ผู้รับเหมาต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดต่อไปนี้

1) การขนส่งท่อของผู้รับเหมาจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานสากล เช่น API RP 5L1 หรือ API RP 5L5 โดยผู้รับเหมาจะต้องนำเสนอวิธีการขนส่งและอุปกรณ์ที่ใช้ในการขนส่ง พร้อมเครื่องป้องกันท่อต่าง ๆ ต่อโครงการฯ เพื่อพิจารณาก่อนดำเนินการ
2) ผู้รับเหมาจะต้องจัดเตรียมสิ่งจำเป็นสำหรับการรับท่อ การย้ายท่อลง และการจัดเก็บท่อให้พร้อม
3) บริเวณพื้นที่เก็บกองท่อนั้น บริษัทผู้รับเหมาจะต้องจัดหารถบรรทุกและอุปกรณ์อื่น ๆ ที่จำเป็นสำหรับการเคลื่อนย้ายท่อขึ้นรถ การขนส่ง การย้ายท่อลง และการจัดเก็บในบริเวณเก็บท่อ
4) บริษัทผู้รับเหมาจะต้องจัดเก็บท่อในลักษณะที่ได้ตกลงไว้กับโครงการฯ และจะต้องดูแลอย่างดีเพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดความเสียหายกับท่อ

5) ไม้ที่ใช้ในบริเวณเก็บท่อนั้น ผู้รับเหมาจะต้องเป็นผู้จัดหาสำหรับไม้รองท่อ และจะต้องปรับให้ได้ระดับก่อนที่จะนำท่อลงวาง โดยจะต้องแน่ใจว่าการสัมผัสระหว่างท่อกับไม้รองนั้นมั่นคง จะต้องจัดหาลิ่มไม้สำหรับป้องกันการพังทลายของกองท่อในแนวท่อที่วางเป็นฐาน

6) ไม่อนุญาตให้กลิ้งท่อเข้าสู่บริเวณเก็บท่อ ท่อที่มีส่วนความยาวน้อยกว่าจะต้องเก็บไว้ด้านบนของกองท่อ

(3) ขั้นตอนและวิธีการก่อสร้าง

การก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ สำหรับแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) รวมจำนวน 3 เส้น (ท่อน้ำมันดิบขนาด 6 นิ้ว ท่อก๊าซขนาด 3 นิ้ว และท่อน้ำจากกระบวนการผลิตขนาด 6 นิ้ว) ระยะทาง 2.48 กิโลเมตร เนื่องจากในปัจจุบันแนวท่อนี้เป็นแนวท่อที่ยังไม่มีการก่อสร้าง ดังนั้น จะดำเนินการก่อสร้างแนวท่อภายหลังจากการจัดซื้อที่ดิน และการสำรวจออกแบบแนววางท่อเสร็จสิ้น การก่อสร้างแนวท่อประกอบด้วยขั้นตอนต่าง ๆ ซึ่งจะดำเนินการในช่วงเวลาที่คาบเกี่ยวกัน ในระยะเวลาประมาณ 1 เดือนต่อการสร้างแนวท่อ 1 กิโลเมตร โดยจะมีวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมแบบบนดิน (Aboveground pipeline) ที่มีการเปิดพื้นที่ใหม่ ใช้เวลา 30 วัน ต่อความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม 1 กิโลเมตร ดังนั้น จะใช้เวลาในการก่อสร้างและติดตั้ง ประมาณ 75 วัน หรือประมาณ 3 เดือน

ส่วนแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) เป็นการเพิ่มจำนวนท่อลำเลียงปิโตรเลียม คือ ท่อลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาด 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น โดยแนวท่อนี้เป็นแนวท่อที่มีการก่อสร้างแล้วและดำเนินการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่มีอยู่ในปัจจุบัน ในการก่อสร้างแนวท่อจะมีการติดตั้งแนวท่อแบบบนดิน (Aboveground pipeline) เป็นระยะทาง 2.4 กิโลเมตร และช่วงที่วางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมแบบใต้ดิน (Underground pipeline) เป็นระยะทาง 8.2 กิโลเมตร ในพื้นที่เขตระบบท่อซึ่งเป็นเขตกรรมสิทธิ์ที่ดินของเจ้าของโครงการฯ ในปัจจุบัน และจะใช้ถนนที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ดำเนินงานและถนนในเขตระบบท่อเป็นเส้นทางขนส่งเข้าสู่บริเวณแนววางท่อ โดยโครงการฯ จะใช้เวลาในการติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมเส้นนี้ ประมาณ 30 วัน ต่อความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม 1 กิโลเมตร ดังนั้น จะใช้เวลาในการก่อสร้างและติดตั้ง ท่อลำเลียงปิโตรเลียม ประมาณ 318 วัน หรือประมาณ 11 เดือน

รายละเอียดลักษณะการดำเนินการวางท่อและขั้นตอนการดำเนินงาน ในการวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมแบบบนดิน (Aboveground pipeline) และแบบใต้ดิน (Underground pipeline) ประกอบด้วยกิจกรรมดังนี้

3.1 การวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมบนดิน (Aboveground pipeline) หรือการวางท่อบนฐานวางท่อ (Pipe Support หรือ Pipe Rack)

1) การสำรวจรังวัดเส้นทาง : สำรวจพื้นที่ของโครงการฯ โดยรอบเพื่อวางแผนการก่อสร้าง และทำการออกแบบแนวท่อให้มีความเหมาะสมทั้งด้านวิศวกรรม เศรษฐศาสตร์ สังคม และสิ่งแวดล้อม

2) การปรับพื้นที่ ก่อสร้างถนนทางเข้า และเคลื่อนย้ายอุปกรณ์ก่อสร้าง (Site Preparation and Mobilization) : สภาพพื้นที่เดิมก่อนการก่อสร้างแนววางท่อ จะเป็นพื้นที่เกษตรกรรม จึงต้องทำการปรับสภาพพื้นที่ให้เหมาะสม เพื่อความสะดวกในการขนส่งท่อและอุปกรณ์ก่อสร้างเข้าสู่บริเวณแนวที่กำหนดได้ ในการขนส่งเครื่องจักร/อุปกรณ์เข้าพื้นที่ จะใช้ถนนที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ดำเนินงานเป็นเส้นทางขนส่งหลักเข้าสู่บริเวณแนววางท่อ อย่างไรก็ดี แนวท่อบางช่วงอยู่ห่างไกลจากเส้นทางคมนาคม จึงต้องก่อสร้างถนนทางเข้าอยู่ในเขตระบบ 20 เมตร เพื่อใช้ขนส่งเครื่องจักร/อุปกรณ์เข้าสู่บริเวณแนววางท่อ ถนนดังกล่าวจะได้รับการก่อสร้างตามมาตรฐานของเจ้าของโครงการฯ ซึ่งภายหลังจะพัฒนามาเป็นถนนที่ใช้สำหรับการตรวจสอบและซ่อมบำรุงแนววางท่อ ตลอดช่วงการปฏิบัติงานจะติดตั้งอุปกรณ์เครื่องหมายเตือนต่าง ๆ เพื่อป้องกันอันตรายจากกิจกรรมการก่อสร้าง เช่น ป้ายห้ามเข้า ป้ายแสดงว่ามีการก่อสร้าง และสัญญาณไฟเตือน บริเวณที่วางท่อ

3) การติดตั้งฐานวางท่อ (ท่อลอย) (Pipe Support Installing) : ในขณะปรับสภาพพื้นที่ จะเริ่มการติดตั้งฐานวางท่อไปด้วย โดยใช้เครื่องจักรตอกลงบนส่วนขาของฐานวางท่อ เพื่อความแข็งแรง จากนั้นจะนำส่วนคานมาเชื่อมประกอบ

4) การเคลื่อนย้ายท่อและอุปกรณ์ก่อสร้างเข้าพื้นที่ (Pipe and Equipment Haul) : ท่อแต่ละท่อนจะถูกขนส่งเข้ามาบริเวณหน้างานในจุดที่มีการเรียงท่อ (Pipe Stringing) เพื่อรอการเชื่อมต่อและประกอบเข้ากับฐานวางท่อ โดยจะต้องตรวจสภาพความเรียบร้อยภายนอกของท่อแต่ละท่อนก่อนขนส่ง โดยดำเนินการพร้อมกับการติดตั้งฐานวางท่อ และการเชื่อมท่อ ตรวจสอบรอยเชื่อม และติดตั้งแนวท่อ

5) การเรียงท่อ (Stringing Pipe): นำท่อแต่ละท่อนมาเรียงกันไว้ในพื้นที่ก่อสร้างชั่วคราว ท่อจะถูกวางเรียงในสภาพที่ไม่กีดขวางเส้นทางของกิจกรรมต่าง ๆ จึงต้องพิจารณาแนวเรียงท่อร่วมกับเส้นทางการนำเครื่องมือการติดตั้งท่อเข้ามาในพื้นที่

6) การดัดท่อ (Bending): ช่วงของท่อที่มีการหักเบี่ยงเบนจากแนว ไม่ว่าจะเป็นแนวดิ่ง เช่น บริเวณที่ต้องลอดท่อผ่านถนน หรือผ่านคลอง หรือจากแนวระนาบ เช่น หักเลี้ยวไปตามแนวถนนก็ตาม จำเป็นต้องมีการดัดท่อ เพื่อให้ท่อเบี่ยงเบนทิศทางตามต้องการ การดัดท่อในภาคสนาม (Field Bend) จะเป็นการใช้กรรมวิธีการดัดท่อแบบดัดเย็น (Cold Bending) ซึ่งดำเนินการด้วยเครื่องมือพิเศษ โดยจะยึดท่อที่ปลายข้างหนึ่งไว้แล้วตัวเครื่องจะเคลื่อนตัวไปที่ปลายอีกข้างหนึ่ง ซึ่งในขณะที่เคลื่อนตัวไปนั้นแนวท่อจะถูกดัดให้เบี่ยงจากแนวเดิมออกไปตามที่ปรับตั้งไว้จนท้ายสุดได้แนวตามที่ได้ออกแบบไว้

7) การเชื่อมท่อ ตรวจสอบรอยเชื่อม และติดตั้งแนวท่อ (Welding & Fitting) : ท่อที่ขนส่งมาเตรียมไว้บริเวณแนววางท่อแต่ละท่อนมีความยาว 12 เมตร จะถูกนำมาจัดให้อยู่ตำแหน่งที่ตรงกัน (Line-up) บนฐานวางท่อ จากนั้นจะถูกเชื่อมต่อเข้าด้วยกันโดยช่างเชื่อมที่ผ่านการการทดสอบและอบรม และเป็นไปตามขั้นตอนและวิธีการที่ได้รับการยอมรับแล้ว วิธีการเชื่อมนี้จะต้องถูกกำหนดขึ้นและทดสอบให้มั่นใจว่าชิ้นงานที่ได้จากการเชื่อมเป็นไปตามมาตรฐาน

หลังจากการเชื่อม รอยเชื่อมระหว่างท่อแต่ละท่อนจะได้รับการตรวจสอบโดยวิธี NDT (Non Destructive Test) หรือการเอ็กซ์เรย์ และอ่านผลโดยผู้เชี่ยวชาญเพื่อให้รอยเชื่อมไม่มีข้อบกพร่องและเป็นไปตามมาตรฐาน รอยเชื่อมที่ไม่ผ่านมาตรฐานในการตรวจสอบจะต้องถูกแก้ไข และตรวจสอบด้วยวิธี NDT อีกครั้งหนึ่ง จนเมื่อการตรวจสอบแล้วเสร็จทุกแนวรอยเชื่อม (กำหนดให้ตรวจสอบ 100 % ของแนวรอยเชื่อม) เป็นอันเสร็จสิ้นการวางแนวท่อ

8) การตรวจสอบรอยรั่วตลอดแนวเส้นท่อด้วยแรงดันน้ำ เริ่มด้วยการปิดปลายท่อทั้งสองด้านให้สนิท จากนั้นเติมน้ำธรรมชาติลงไปในเส้นท่อจนเต็มแล้วใช้ Hydrotest Pump เพิ่มแรงดันน้ำในเส้นท่อจนถึงประมาณ 1.5 เท่า ของความดันที่ใช้ออกแบบ จากนั้นคงความดันไว้ประมาณ 30 นาที และทำการตรวจสอบรอยรั่วตลอดแนวท่อ หากความดันภายในท่อวัดได้เท่าเดิมแสดงว่าการเชื่อมท่อมีความสมบูรณ์ แต่ถ้าความดันลดลง (Pressure Drop) แสดงว่ามีการรั่วไหล ซึ่งต้องตรวจสอบหาจุดที่รั่วไหลและแก้ไขต่อไป น้ำธรรมชาติที่ใช้ในการทดสอบจะใช้น้ำจากบ่อบาดาลบริเวณฐานหลุมผลิตที่อยู่ใกล้แนวเส้นท่อ ซึ่งภายหลังจากดำเนินการทดสอบท่อแล้วเสร็จ จะมีการตรวจสอบคุณภาพน้ำ ก่อนระบายสู่ธรรมชาติ ได้แก่ ความเป็นกรดและด่าง (pH) อุณหภูมิน้ำ (Temperature) ของแข็งแขวนลอย (SS) น้ำมันและไขมัน (Oil and Grease) อย่างไรก็ตามกรณีไม่อยู่ในค่าที่กำหนด โครงการฯ จะรวบรวมน้ำจากการทดสอบท่อลงสู่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) ภายในฐานหลุมผลิต ซึ่งมีความจุประมาณ 750 ลูกบาศก์เมตร และใช้รถขนส่งน้ำจากการทดสอบท่อของผู้รับเหมาก่อสร้างแนวท่อทำการขนส่งไปยังระบบ API Separator ที่สถานีผลิตลานกระบือและทำการอัดกลับลงใต้ดินต่อไป (รายละเอียดปริมาณการใช้น้ำจากการทดสอบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม และการจัดการ แสดงใน**หัวข้อ 2.7.1.5** และ **หัวข้อ 2.8.2.5(2)** ตามลำดับ)

9) การตรวจสอบความเรียบร้อยขั้นสุดท้ายและทดสอบระบบ (Inspection and Commissioning) : เป็นการตรวจสอบความเรียบร้อยของเส้นท่อทั้งหมด รวมถึงการ Tie-in แนวท่อเข้ากับสถานีควบคุมความดันบริเวณฐานหลุมผลิต โดยก่อนการส่งจ่ายน้ำมันดิบจะต้องมีการทดสอบระบบเพื่อตรวจสอบการทำงานของท่อ และเมื่อพบว่าไม่มีข้อผิดพลาดใด ๆ จากการทดสอบ โครงการฯ จะเริ่มลำเลียงน้ำมันทางเส้นท่อเข้าสู่สถานีผลิตตามแผนงานต่อไป

10) การทำความสะอาดและฟื้นฟูสภาพพื้นที่ (Re-instatement) : หลังจากการวางท่อแล้วเสร็จ เศษวัสดุต่าง ๆ ที่เกิดจากการก่อสร้างจะเก็บขนออกนอกพื้นที่ให้หมด สภาพถนนเลียบแนวท่อจะต้องอยู่ในสภาพดี ถ้าพบว่ายังไม่เรียบร้อย เป็นหลุมเป็นบ่อ จะดำเนินการซ่อมแซมและปรับสภาพให้เรียบก่อนเปิดให้ใช้งาน

ตัวอย่างขั้นตอนการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียม แสดงใน**รูปที่ 2-115** และ **รูปที่ 2-116**



1) การปรับพื้นที่ ก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อในเขตระบบ 20 ม.



2) ติดตั้งฐานวางท่อ โดยเริ่มจากการตอกส่วนขาตามแนวที่กำหนด



3) การเชื่อมประกอบส่วนคานเข้ากับตัวขา



4) ท่อจะถูกนำมาจัดเรียงบนฐานวางท่อเพื่อรอการเชื่อมประกอบ



5) การเชื่อมประกอบท่อเข้าด้วยกัน



6) การตรวจสอบรอยเชื่อมด้วยวิธี NDT

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-115 ตัวอย่างขั้นตอนการวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม



7) การทดสอบการรั่วไหลด้วยวิธีชลสถิตย์ (Hydrostatic test)



8) ท่อจะได้รับการ Tie-in เข้ากับ Manifold ของฐานหลุมผลิต



9) การขุดเปิดร่องเพื่อดันท่อลอดผ่านถนน (Pipe Jacking)



10) ท่อน้ำมันและท่อก๊าซจะได้รับการหุ้มด้วยฉนวนสวมอยู่ในปลอกท่อ (Pipe sleeve)



11) ท่อที่วางข้ามคลองจะถูกฝังไปในถนนทางข้าม



12) เปิดร่องกว้าง 1 เมตร เพื่อดันท่อผ่าน

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-116 ตัวอย่างขั้นตอนการวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม (ต่อ)

3.2 การวางท่อใต้ดิน (Underground pipeline) แบบขุดเปิดหน้าดิน (Open Cut)

การวางท่อใต้ดิน (Underground pipeline) แบบขุดเปิดหน้าดิน (Open Cut) จะดำเนินการตามขั้นตอนต่าง ๆ เช่นเดียวกับการวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมบนดิน ได้แก่ การสำรวจรังวัดเส้นทาง การปรับพื้นที่ก่อสร้างถนนทางเข้า (แนวท่อของโครงการฯ จะใช้ถนนที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ดำเนินงานและถนนในเขตระบบท่อเป็นเส้นทางขนส่งเข้าสู่บริเวณแนววางท่อ) และการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์ก่อสร้าง การเคลื่อนย้ายท่อและอุปกรณ์ก่อสร้างเข้าพื้นที่ การเรียงท่อ การดัดท่อ และการเชื่อมท่อ และตรวจสอบรอยเชื่อม จากนั้นจะดำเนินการตามขั้นตอนดังนี้

1) การเคลือบผิวท่อบริเวณรอยเชื่อม (Field Joint Coating): ภายหลังรอยเชื่อมผ่านการตรวจสอบโดยวิธีไม่ทำลายสภาพ (Non Destructive Testing หรือ NDT) แล้ว บนผิวท่อบริเวณรอยเชื่อมจะไม่มีวัสดุเคลือบผิวติดอยู่

2) การขุดร่อง (Trenching) และการนำท่อลงสู่ร่องขุด (Lower-in): การขุดร่องจะใช้รถขุด (Backhoe) หรือรถที่ออกแบบสำหรับดำเนินการขุดโดยเฉพาะ ความลึกของร่องที่ขุดเพื่อวางท่อจะมีความลึกของร่องประมาณ 1.5 - 2.5 เมตร และมีความกว้างของร่องที่ขุดอย่างน้อย 1.0 - 1.5 เมตร ในพื้นที่ปกติทั่วไป โดยการนำท่อลงสู่ร่องขุดให้ป้องกันความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นกับวัสดุเคลือบผิวท่อ จะต้องกำจัดเศษหิน เศษวัสดุอื่น ๆ ที่อาจก่อให้เกิดความเสียหายออกจากร่องขุดให้หมดก่อนที่จะนำท่อลง

3) การตรวจสอบความเรียบร้อยขั้นสุดท้ายและทดสอบระบบ (Inspection and Commissioning): เป็นการตรวจสอบความเรียบร้อยของเส้นท่อทั้งหมด รวมถึงการ Tie-in แนวท่อเข้ากับสถานีควบคุมความดันบริเวณฐานหลุมผลิต โดยก่อนการลำเลียงน้ำมันดิบ ก๊าซ และน้ำจากกระบวนการผลิต จะต้องมีการทดสอบระบบเพื่อตรวจสอบการทำงานของท่อ และเมื่อพบว่าไม่มีข้อผิดพลาดใด ๆ จากการทดสอบ โครงการฯ จะเริ่มลำเลียงน้ำมันดิบ ก๊าซ และน้ำจากกระบวนการผลิต ทางเส้นท่อเข้าสู่สถานีผลิตตามแผนงานต่อไป

   สำหรับ แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) เป็นการเพิ่มจำนวนท่อลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิต ดังนั้น จะมีการทดสอบเฉพาะระบบท่อลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิตก่อนลำเลียงทางเส้นท่อตามแผนงานต่อไป

4) การกลบท่อ (Backfilling): หลังจากตรวจสอบความเรียบร้อยในกระบวนการต่าง ๆ แล้วเสร็จ เจ้าหน้าที่จะกลบท่อโดยใช้ทรายละเอียดหนาประมาณ 0.3 เมตร และตามด้วยดินจากที่ขุดเดิมทั้งดินชั้นล่างและดินชั้นบนตามลำดับ โดยจะมีการวางแผ่นคอนกรีต และมีการติดตั้งแถบเตือนในร่องขุดเพื่อป้องกันทำอันตรายจากบุคคลภายนอก และจะมีการติดตั้งป้ายคำเตือนบนแนวท่อ เพื่อให้ทราบตำแหน่งของแนวท่อที่ชัดเจน และระมัดระวังอันตรายที่อาจเกิดกับท่อลำเลียงปิโตรเลียม ท่อน้ำมันดิบ ท่อก๊าซ และท่อน้ำจากการบวนการผลิต ข้อความบนป้าย

จะแจ้งรายละเอียด ชื่อบริษัทฯ หมายเลขโทรศัพท์ติดต่อ และระบุเขตทางของท่อที่ห้ามดำเนินการหรือต้องแจ้งก่อนดำเนินการ แสดงดัง**รูปที่ 2-117**

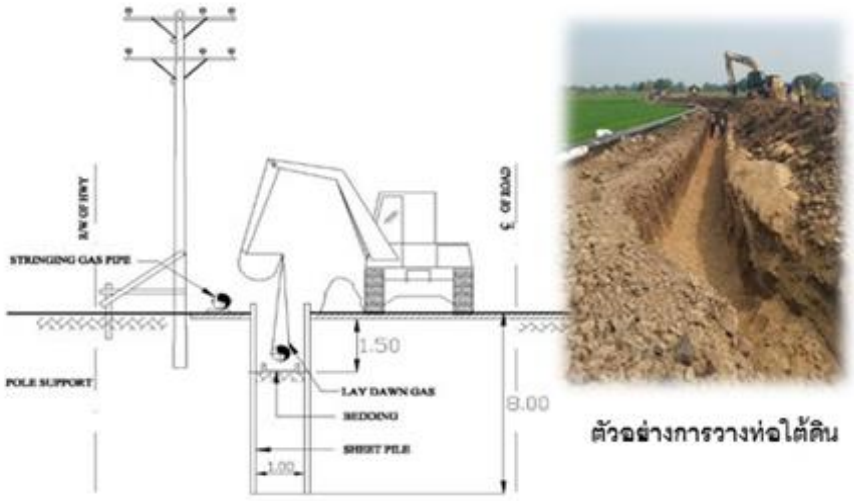


รูปที่ 2-117 ตัวอย่างป้ายแจ้งเตือนแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

5) การทำความสะอาดและฟื้นฟูสภาพพื้นที่ (Re-instatement): หลังจากการวางท่อแล้วเสร็จ เศษวัสดุต่าง ๆ ที่เกิดจากการก่อสร้างจะเก็บขนออกนอกพื้นที่ให้หมด สภาพถนนเลียบแนวท่อจะต้องอยู่ในสภาพดี ถ้าพบว่ายังไม่เรียบร้อย เป็นหลุมเป็นบ่อ จะดำเนินการซ่อมแซมและปรับสภาพให้เรียบก่อนเปิดให้ใช้งาน

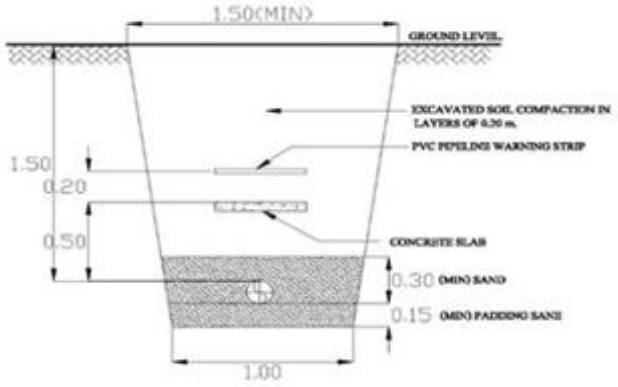
ตัวอย่างขั้นตอนการวางท่อใต้ดิน แสดงใน**รูปที่ 2-118**





ตัวอย่างการวางท่อใต้ดิน

วิธีการก่อสร้างด้วยวิธีขุดเปิด



การฝังกลบท่อส่งก๊าซ

รูปที่ 2-118 การวางท่อใต้ดิน (Underground pipeline) แบบขุดเปิดหน้าดิน (Open Cut)

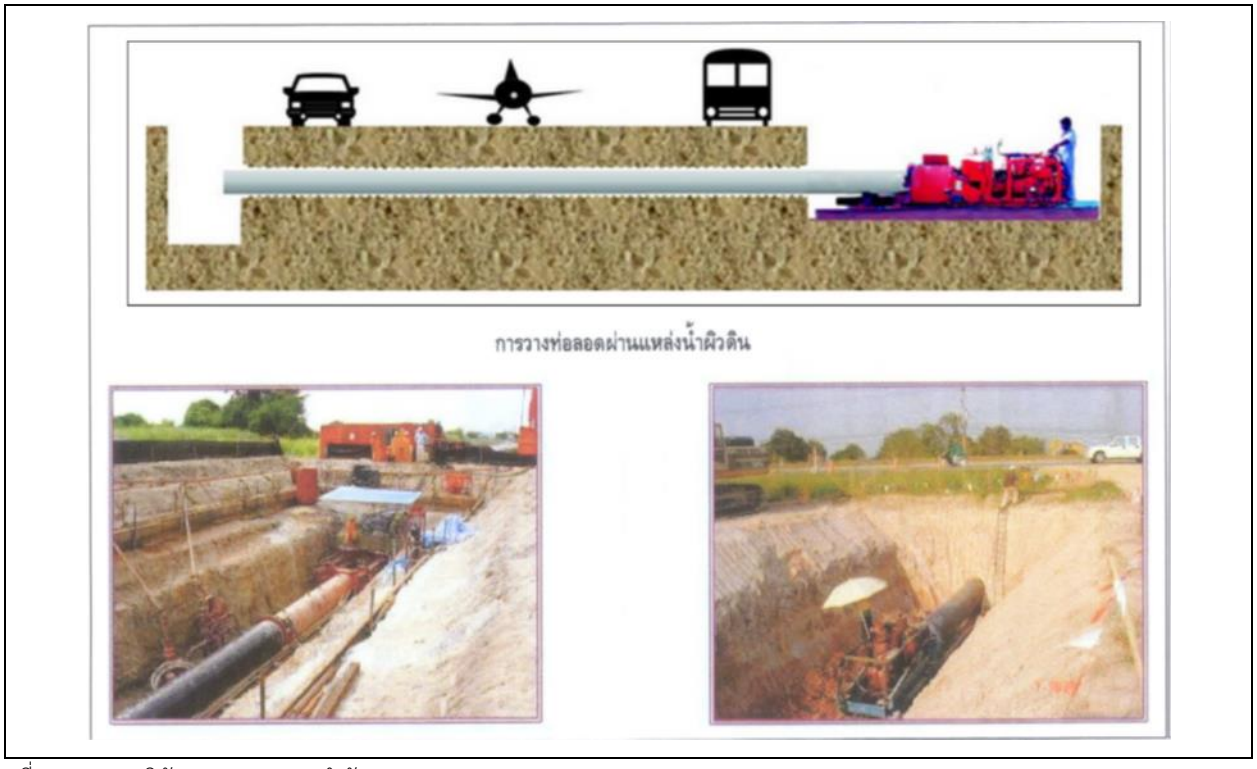
3.3 การวางท่อใต้ดินโดยวิธีการดันท่อลอด (Bored หรือ Pipe Jacking)

วิธีการก่อสร้างแบบดันลอด (Bored) ใช้ในกรณีสำหรับวางท่อลอดผ่านสิ่งกีดขวางที่อาจเป็นอุปสรรคต่อการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียม เช่น ถนนในชุมชน คลอง หรือแหล่งน้ำขนาดเล็ก เป็นต้น โดยท่อจะถูกดันลอดทีละท่อนจากบ่อรับถึงบ่อส่งซึ่งอยู่อีกฝั่งหนึ่ง เนื่องจากท่อที่วางโดยวิธีนี้จะต้องถูกดันผ่านดิน จึงต้องเคลือบท่อให้มีความหนาเป็นพิเศษเพื่อมิให้เกิดความเสียหายจนถึงเนื้อเหล็ก โดยความสามารถในการดันลอดโดยทั่วไปจะจำกัดความยาวไม่เกิน 70 เมตร กำหนดให้ความลึกของการวางท่อแบบดันลอด ต้องต่ำกว่าท้องคลองและผิวจราจรไม่น้อยกว่า 2.0 เมตร และต้องไม่เกิน 3.0 เมตร ขั้นตอนการก่อสร้างแบบดันลอด (Bored) สามารถสรุปได้ดังนี้

1) เมื่อได้สำรวจตรวจสอบตำแหน่ง และความลึกของระบบสาธารณูปโภคต่าง ๆ แล้ว ให้จัดเตรียมพื้นที่สำหรับงานก่อสร้าง และฝังตอก Sheet Pile โดยมีขนาดความ กว้าง x ความยาว เท่ากับ 3.0x3.0 เมตร ตามแนวเส้นรอบรูปของบ่อที่จะขุดด้วย U-Shape Pile และทำค้ำยันตามระดับที่ได้ออกแบบไว้
2) ขุดบ่อรับ (Receiving Pit) และบ่อส่ง (Drilling Pit/Jacking Pit) จนถึงระดับที่กำหนด โดยมีความกว้าง x ความยาว เท่ากับ 3.5x3.5 เมตร และลึก 1.5 เมตร โดยจัดให้มีรถบรรทุกดินจอดเพื่อรับดินจากการขุด และนำไปไว้ในสถานที่ที่เหมาะสม
3) ดำเนินการเดินท่อลอดด้วยวิธี Pile Jacking โดยการติดตั้งเครื่องดันท่อลอด จากนั้นจึงดันท่อจากบ่อส่งจนถึงบ่อรับ และทำการเชื่อมระหว่างท่อเข้าด้วยกัน
4) ถมกลับโดยนำดินชั้นล่างถมกลับลงไปก่อน แล้วนำหน้าดินถมกลับในขั้นตอนสุดท้าย และรื้อถอน Sheet Pile ออก

ตัวอย่างการก่อสร้างโดยวิธีดันลอด ดังแสดงใน**รูปที่ 2-119**

ทั้งนี้ การออกแบบรับแรงกดทับของถนนกรณีวางท่อลอด โครงการฯ ได้พิจารณาภาระบรรทุกในบริเวณที่ท่อต้องวางลอดถนน ซึ่งมาตรฐาน ANSI/ASME B31.4 ได้กำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่าง 0.4 - 0.8 โดยโครงการฯ ได้ใช้ค่า Design Factor ที่ 0.72 รวมทั้งพิจารณาตามมาตรฐาน API RECOMMENDED PRACTICE 1102

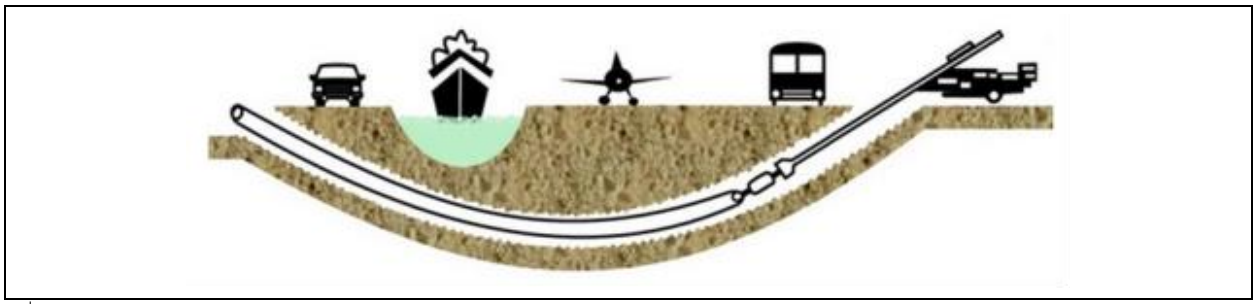


ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-119 การก่อสร้างด้วยวิธีดันท่อลอด (Bored หรือ Pipe Jacking)

3.4 การวางท่อฝังไว้ใต้ดินโดยวิธีการเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling: HDD)

วิธีวางท่อแบบเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling: HDD) เหมาะสำหรับพื้นที่ที่มีสิ่งกีดขวางขนาดใหญ่ที่อาจเป็นอุปสรรคขวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม เช่น ถนนทางหลวง แหล่งน้ำ เป็นต้น โดยทั่วไปในการเจาะลอดใช้สำหรับก่อสร้างผ่านสิ่งกีดขวางที่มีความกว้างตั้งแต่ 70 - 2,000 เมตร หรือมีความลึกตั้งแต่ 3 - 50 เมตร กำหนดให้ความลึกของการวางท่อแบบเจาะลอด ต้องต่ำกว่าท้องคลองและผิวจราจรไม่น้อยกว่า 3.0 เมตร การก่อสร้างด้วยวิธีเจาะลอดแสดงดัง**รูปที่ 2-120**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-120 การก่อสร้างด้วยวิธีเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling : HDD)

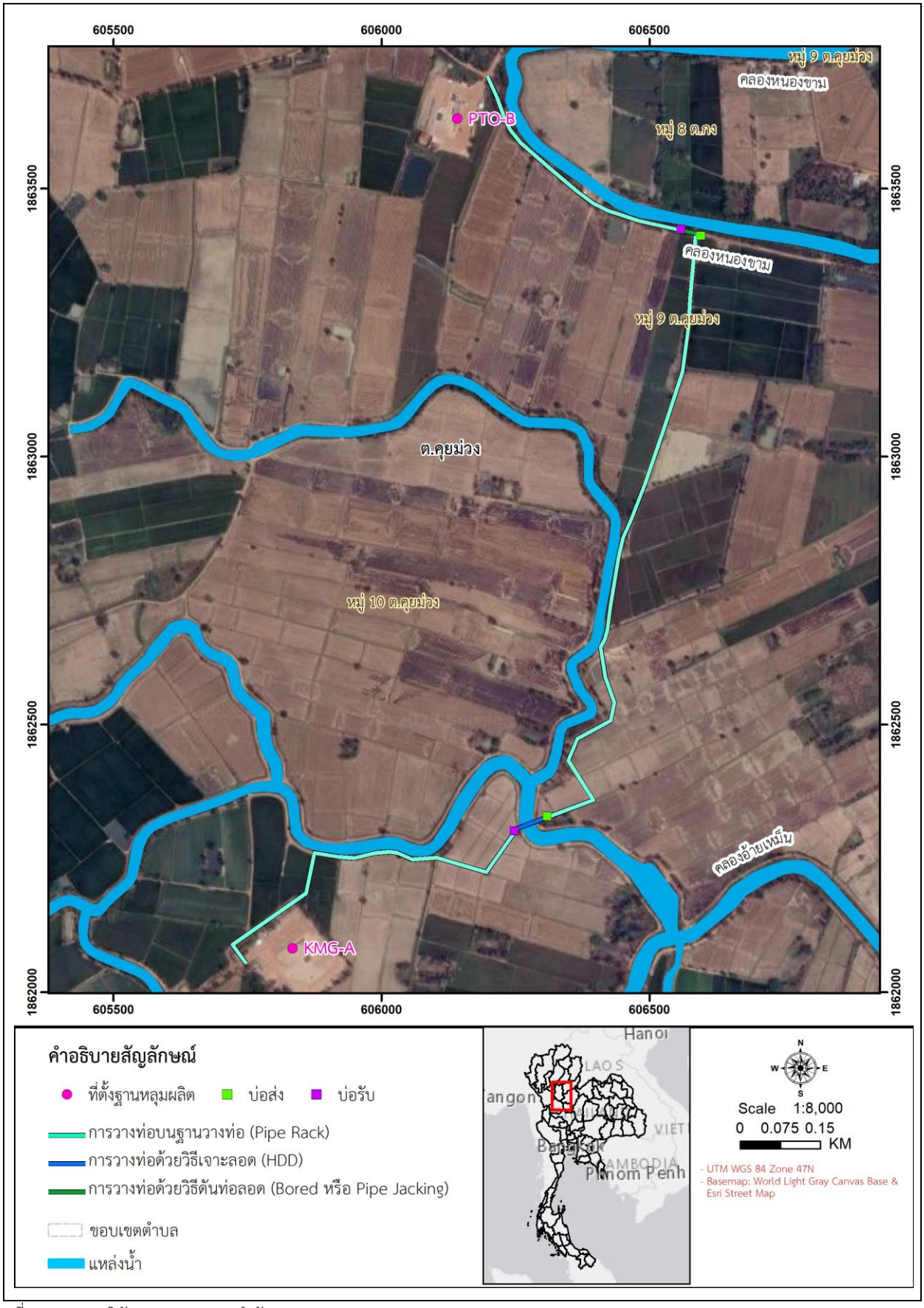
การวางท่อแบบเจาะลอดมีขั้นตอนและวิธีการดำเนินการที่สำคัญ ดังนี้

1) งานสำรวจและการเตรียมพื้นที่: จะเริ่มจากการสำรวจสภาพภูมิประเทศ ระยะ และระดับความลึกของพื้นที่บริเวณที่จะใช้วิธีการก่อสร้างแบบเจาะลอด ข้อมูลที่ได้จะนำไปใช้ในการออกแบบเพื่อให้ได้ตำแหน่งจุดเข้า-ออก (บ่อส่ง-บ่อรับ) องศาเข้า-ออก ความลึกที่ต้องการ รวมถึงรัศมีความโค้งของท่อที่เหมาะสม เมื่อกำหนดตำแหน่งของจุดเข้าหรือบ่อส่ง (Entry Pit) แล้วจะต้องเตรียมพื้นที่สำหรับติดตั้งแท่นเจาะที่เรียกว่า Rig Site และตำแหน่งของจุดออกหรือบ่อรับ (Exit Pit) โดยบริเวณบ่อรับ-บ่อส่ง จะใช้เป็น บ่อ Pit เพื่อใช้สำหรับการต่อเชื่อมท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่วางแล้วเสร็จในแต่ละช่วงทั้งหมดเข้าด้วยกัน

2) การเจาะวางท่อโดยวิธี HDD: จะดันและหมุนหัวเจาะ (Drilling Bit) พร้อมกับฉีดของเหลวช่วยเจาะที่ประกอบด้วยน้ำที่ผสมกับเบนโทไนท์ประมาณร้อยละ 10 โดยปริมาตร โดยส่วนผสมของน้ำและเบนโทไนท์ซึ่งใช้เป็นของเหลวช่วยเจาะจะมีความหนืดและมีสมบัติป้องกันการแพร่ผ่าน ทำให้สามารถใช้ในการรักษาเสถียรภาพของหลุมเจาะและช่วยในการหล่อลื่นหัวเจาะระหว่างการเจาะ รวมทั้งช่วยเคลือบผนังท่อที่ขุดเจาะผ่านไปไม่ให้เกิดการพังทลายก่อนจะสวมท่อปลอก อย่างไรก็ตาม ในการทำงานพื้นที่จริง โครงการฯ กำหนดให้มีการผสมเบนโทไนท์ให้มีปริมาณพอดีกับที่จะใช้ เพื่อให้มีโคลนเบนโทไนท์เหลือทิ้งน้อยที่สุด ทั้งนี้ เบนโทไนท์ผงหรือโซเดียมเบนโทไนท์ ที่ระบุใน The Condensed Chemical Dictionary, Ninth Edition เป็นสารที่ทำจากดินธรรมชาติและไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม

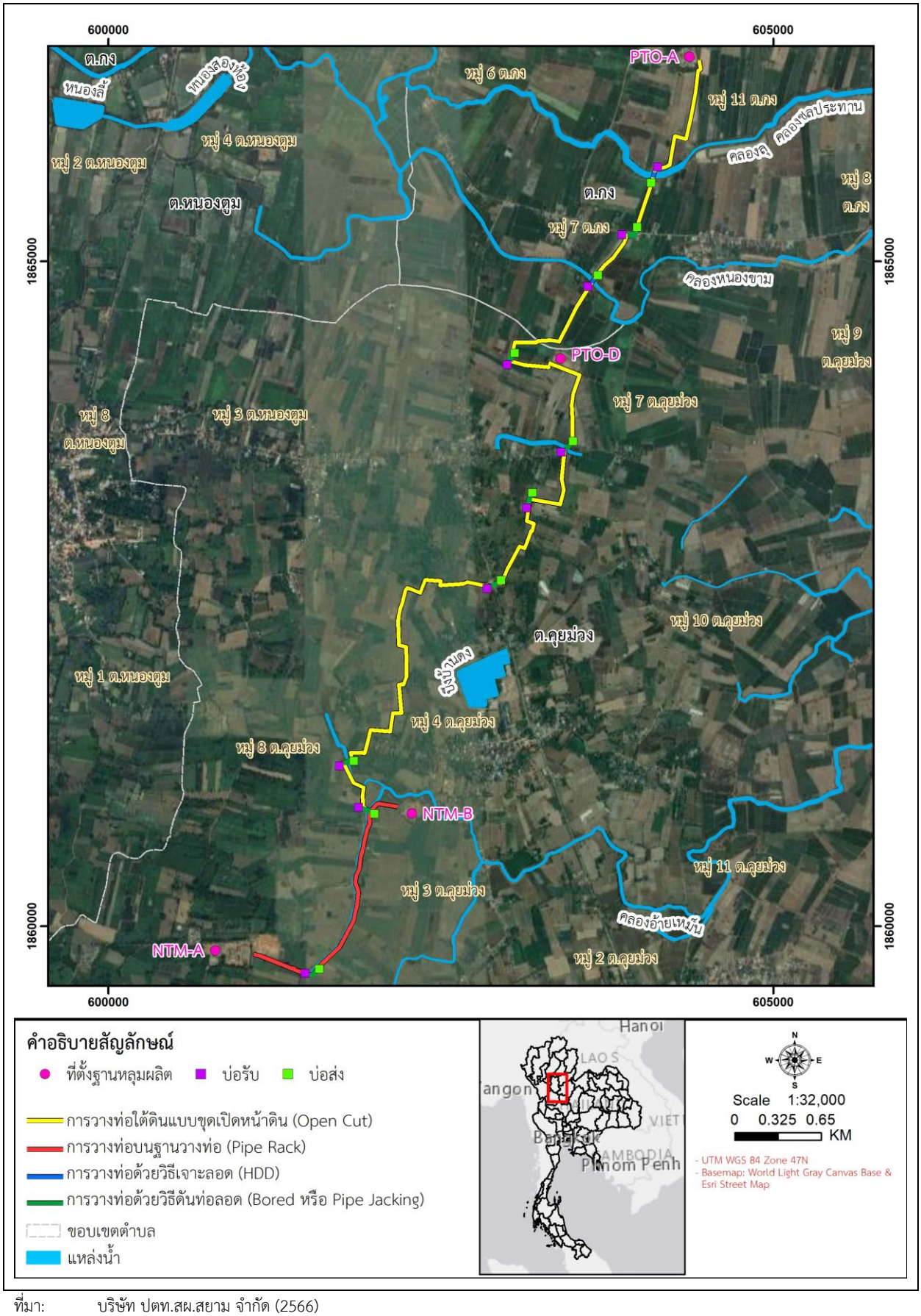
3) การเชื่อมต่อกับส่วนอื่น: หลังจากเสร็จสิ้นการวางท่อส่วนที่ใช้วิธีการก่อสร้างแบบ HDD เรียบร้อยแล้ว ที่บ่อรับ-บ่อส่ง ท่อส่งปิโตรเลียมจะถูกเชื่อมต่อ (Tie-in) เข้ากับส่วนอื่นเพื่อประกอบกันตามแนวท่อ จากนั้นจะคืนสภาพพื้นที่บ่อที่ขุดไว้ให้ใกล้เคียงสภาพเดิมมากที่สุด และท่อทั้งหมดจะได้รับการตรวจสอบตามมาตรฐานต่อไป

ตำแหน่งที่มีการวางท่อแบบดันลอด เจาะลอด และวางท่อบนสะพานวางท่อข้ามแหล่งน้ำ ของท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ สำหรับแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ที่จะก่อสร้างใหม่ แสดงดัง**รูปที่ 2-121** และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) ที่จะติดตั้งท่อเพิ่มเติม แสดงดัง**รูปที่ 2-122** โดยสรุปสภาพแวดล้อมบริเวณที่มีการดันลอด/เจาะลอด สำหรับแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ ทั้ง 2 แนว สรุปดัง**ตารางที่ 2-41**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-121 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-122 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)

ตารางที่ 2-41 สภาพแวดล้อมบริเวณตำแหน่งที่มีการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมโดยวิธีการดันลอด (Bored) และเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling: HDD)

จุดตัดที่	บริเวณ KP	ระยะทางที่ใช้วางท่อ (เมตร)	ภาพถ่ายทางอากาศแสดงตำแหน่งบ่อส่ง-บ่อรับ	สภาพทั่วไป
1. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)				
1	บ่อรับ KP 0+493.050 บ่อส่ง KP 0+513.050	20		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางในเขตทางของถนนในไร่นา บริเวณหมู่ 9 บ้านทุ่งพัฒนา ตำบลคุยม่วง ถนนมีความกว้างประมาณ 10 เมตร โดยพิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบดันลอด (Bored)
2	บ่อส่ง KP 1+707.573 บ่อรับ KP 1+767.573	60		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางลอดคลองอ้ายเหม็น ซึ่งเป็นลำน้ำที่แบ่งเขตระหว่างหมู่ 9 บ้านทุ่งพัฒนา และหมู่ 10 บ้านนางพญา ตำบลคุยม่วง โดยมีถนนภายในชุมชนที่ขนานคลองมีความกว้าง 10 เมตร ทั้ง 2 ฝั่ง ส่วนคลองมีความกว้างประมาณ 20 เมตร ทำให้มีความกว้างรวมประมาณ 40 เมตร และมีความลึกของคลองมากกว่า 3 เมตร ดังนั้น โครงการฯ พิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบเจาะลอด (HDD) ซึ่งมีความเหมาะสมกว่าการก่อสร้างแบบดันท่อลอด (Bored หรือ Pipe Jacking) เนื่องจากการดันท่อลอดต้องมีการขุดบ่อรับบ่อส่งลงไปให้มีระดับต่ำกว่าจุดต่ำสุดของคลองประมาณ 2-3 เมตร จึงมีความเสี่ยงในการทำงานในประเด็นการพังทลายของผนังบ่อ ประกอบกับบ่อที่มีความลึกถูกพิจารณาเป็นพื้นที่อับอากาศ

ตารางที่ 2-41 สภาพแวดล้อมบริเวณตำแหน่งที่มีการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมโดยวิธีการดันลอด (Bored) และเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling: HDD)

จุดตัดที่	บริเวณ KP	ระยะทางที่ใช้วางท่อ (เมตร)	ภาพถ่ายทางอากาศแสดงตำแหน่งบ่อส่ง-บ่อรับ	สภาพทั่วไป
2. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D)				
1	บ่อรับ KP 0+947.539 บ่อส่ง KP 1+26.842	79.303		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางลอดคลองลุ ซึ่งเป็นลำน้ำที่แบ่งเขตระหว่างหมู่ 7 บ้านประดู่เฒ่า และหมู่ 11 บ้านถ้ำไม้ไกล ตำบลกง โดยมีถนนลูกรังภายในชุมชนที่ขนานคลองมีความกว้าง 3 เมตร ทั้ง 2 ฝั่ง ส่วนคลองมีความกว้างประมาณ 20 เมตร โดยมีความกว้างรวมประมาณ 60 เมตร และมีความลึกของคลองมากกว่า 3 เมตร ดังนั้น โครงการฯ พิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบเจาะลอด (HDD) ซึ่งมีความเหมาะสมกว่าการก่อสร้างแบบดันท่อลอด (Bored หรือ Pipe Jacking) เนื่องจากการดันท่อลอดต้องมีการขุดบ่อรับบ่อส่งลงไปให้มีระดับต่ำกว่าจุดต่ำสุดของคลองประมาณ 2-3 เมตร จึงมีความเสี่ยงในการทำงานในประเด็นการพังทลายของผนังบ่อ ประกอบกับบ่อที่มีความลึกถูกพิจารณาเป็นพื้นที่อับอากาศ
2	บ่อส่ง KP 1+431.047 บ่อรับ KP 1+471.047	40.000		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางผ่านทางหลวงชนบท สายบ้านประดู่เฒ่า – บ้านเนินหว้า บริเวณหมู่ 7 บ้านประดู่เฒ่า ตำบลกง ซึ่งถนนมีความกว้างประมาณ 6 เมตร โดยพิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบดันลอด (Bored)

ตารางที่ 2-41 สภาพแวดล้อมบริเวณตำแหน่งที่มีการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมโดยวิธีการดันลอด (Bored) และเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling: HDD)

จุดตัดที่	บริเวณ KP	ระยะทางที่ใช้วางท่อ (เมตร)	ภาพถ่ายทางอากาศแสดงตำแหน่งบ่อส่ง-บ่อรับ	สภาพทั่วไป
3	บ่อส่ง KP 1+886.850 บ่อรับ KP 1+937.106	50.256		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางลอดคลองหนองขาม ซึ่งเป็นลำน้ำที่แบ่งเขตระหว่างหมู่ 7 บ้านประดู่เฒ่า ตำบลกง และหมู่ 7 บ้านเรียงกระดก ตำบลคุยม่วง โดยมีถนนภายในชุมชนที่ขนานคลองมีความกว้าง 3 เมตร ทั้ง 2 ฝั่ง ส่วนคลองมีความกว้างประมาณ 10 เมตร โดยมีความกว้างรวมประมาณ 40 เมตร และมีความลึกของคลองมากกว่า 3 เมตร ดังนั้น โครงการฯ พิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบเจาะลอด (HDD) ซึ่งมีความเหมาะสมกว่าการก่อสร้างแบบดันท่อลอด (Bored หรือ Pipe Jacking) เนื่องจากการดันท่อลอดต้องมีการขุดบ่อรับบ่อส่งลงไปให้มีระดับต่ำกว่าจุดต่ำสุดของคลองประมาณ 2-3 เมตร จึงมีความเสี่ยงในการทำงานในประเด็นการพังทลายของผนังบ่อ ประกอบกับบ่อที่มีความลึกถูกพิจารณาเป็นพื้นที่อับอากาศ
4	บ่อส่ง KP 2+894.069 บ่อรับ KP 2+904.069	10.000		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางในเขตทางของถนนในไร่นา บริเวณหมู่ 7 บ้านเรียงกระดก ตำบลคุยม่วง ซึ่งถนนมีความกว้างประมาณ 6 เมตร โดยพิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบดันลอด (Bored)

ตารางที่ 2-41 สภาพแวดล้อมบริเวณตำแหน่งที่มีการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมโดยวิธีการดันลอด (Bored) และเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling: HDD)

จุดตัดที่	บริเวณ KP	ระยะทางที่ใช้วางท่อ (เมตร)	ภาพถ่ายทางอากาศแสดงตำแหน่งบ่อส่ง-บ่อรับ	สภาพทั่วไป
5	บ่อส่ง KP 3+850.641 บ่อรับ KP 3+896.999	46.358		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางลอดคลอง บริเวณหมู่ 7 บ้านเรียงกระดก ตำบลคุยม่วง โดยมีถนนภายในชุมชนที่ขนานคลองมีความกว้าง 5 เมตร เป็นระยะทางสั้น ๆ ทั้ง 2 ฝั่ง ส่วนคลองมีความกว้างประมาณ 4 เมตร โดยมีความกว้างรวมประมาณ 30 เมตร โครงการฯ พิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบดันลอด (Bored)
6	บ่อส่ง KP 4+568.619 บ่อรับ KP 4+580.813	12.194		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางในเขตทางของถนนในไร่นา บริเวณหมู่ 7 บ้านเรียงกระดก ตำบลคุยม่วง ซึ่งถนนมีความกว้างประมาณ 4 เมตร โดยพิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบดันลอด (Bored)
7	บ่อส่ง KP 5+403.140 บ่อรับ KP 5+440.063	36.923		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางในเขตทางของถนนในไร่นา บริเวณหมู่ 7 บ้านเรียงกระดก และหมู่ 10 บ้านนางพญา ตำบลคุยม่วง ซึ่งช่วงที่ตัดผ่านถนนลาดยางที่มีความกว้างรวมไหล่ทางประมาณ 10 เมตร และถนนในไร่กว้าง 5 เมตร พิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบดันลอด (Bored)

ตารางที่ 2-41 สภาพแวดล้อมบริเวณตำแหน่งที่มีการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมโดยวิธีการดันลอด (Bored) และเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling: HDD)

จุดตัดที่	บริเวณ KP	ระยะทางที่ใช้วางท่อ (เมตร)	ภาพถ่ายทางอากาศแสดงตำแหน่งบ่อส่ง-บ่อรับ	สภาพทั่วไป
8	บ่อส่ง KP 7+637.165 บ่อรับ KP 7+666.257	29.092		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางลอดคลอง ในเขตหมู่ 8 บ้านทุ่งสาวน้อย ตำบลคุยม่วง ซึ่งคลองมีความกว้างประมาณ 6 เมตร โดยพิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบดันลอด (Bored)
9	บ่อรับ KP 8+236.257 บ่อส่ง KP 8+324.996	88.739		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางลอดคลอง ซึ่งเป็นลำน้ำที่แบ่งเขตระหว่างหมู่ 8 บ้านทุ่งสาวน้อย และหมู่ 3 บ้านเกาะกลางนา ตำบลคุยม่วง โดยมีถนนภายในชุมชนที่ขนานคลองมีความกว้าง 6 เมตร ทั้ง 2 ฝั่ง ส่วนคลองมีความกว้างประมาณ 10 เมตร โดยมีความกว้างรวมประมาณ 80 เมตร โดยโครงการฯ พิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบดันลอด (Bored)

ตารางที่ 2-41 สภาพแวดล้อมบริเวณตำแหน่งที่มีการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมโดยวิธีการดันลอด (Bored) และเจาะลอด (Horizontal Directional Drilling: HDD)

จุดตัดที่	บริเวณ KP	ระยะทางที่ใช้วางท่อ (เมตร)	ภาพถ่ายทางอากาศแสดงตำแหน่งบ่อส่ง-บ่อรับ	สภาพทั่วไป
10	บ่อส่ง KP 10+75.000 บ่อรับ KP 10+84.690	9.692		ท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ วางในเขตทางของถนนในไร่นา ในเขตหมู่ 3 บ้านเกาะกลางนา ตำบลคุยม่วง และตัดผ่านถนนลูกรังมีความกว้างประมาณ 6 เมตร โดยพิจารณาใช้วิธีก่อสร้างแบบดันลอด (Bored)

หมายเหตุ: เส้นสีม่วงที่ปรากฏในภาพถ่ายทางอากาศแสดงตำแหน่งบ่อส่ง-บ่อรับ คือ แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

(4) การตรวจสอบการทำงานของระบบวาล์วควบคุม

การตรวจสอบประกอบด้วย การตรวจสอบการทำงานของวาล์วควบคุมบริเวณหัวหลุมผลิต วาล์วควบคุมความดันบริเวณ Manifold ซึ่งได้กำหนดให้ดำเนินการปีละ 2 ครั้ง

(5) การทำความสะอาดภายในเส้นท่อ

การทำความสะอาดท่อลำเลียงน้ำมันดิบ และท่อน้ำ มีวิธีการเช่นเดียวกัน โดยโครงการฯ ใช้กระสวยทำความสะอาดท่อ (PIG – Pipe Inspection Gauge) ซึ่งเมื่อใช้งานท่อไประยะหนึ่ง จะมีคราบน้ำมันหรือไขติดเกาะตามผนังท่อ ส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงความดันภายในเส้นท่อ โครงการฯ จะทำความสะอาดภายในเส้นท่อโดยวิธี Pigging โดยจะไล่น้ำมันที่ค้างอยู่ในเส้นท่อออกให้หมด และหยุดระบบของท่อลำเลียงปิโตรเลียมเส้นนั้น จากนั้นจึงทำความสะอาดด้วย Pigging ซึ่งประกอบด้วยอุปกรณ์ Pig Launcher ซึ่งจะปล่อยอุปกรณ์ Pig และน้ำยาทำความสะอาด วิ่งผ่านเข้าไปในเส้นท่อ คราบน้ำมัน/ไขจะถูกล้างออกมาที่ปลายท่ออีกด้านเพื่อนำออกไปกำจัด ส่วน Pig จะวิ่งเข้าสู่ตัวรับ (Pig Receiver) โดยมีความถี่ในการทำความสะอาดท่อลำเลียงน้ำมันดิบ เดือนละ 1 ครั้ง และท่อน้ำ ปีละ 1 ครั้ง ส่วนท่อก๊าซไม่มีความจำเป็นต้องทำความสะอาดท่อ เนื่องจากเป็นท่อที่สะอาด ไม่มีการสะสมของสิ่งสกปรกบนพื้นผิวท่อ

(6) การบำรุงดูแลรักษาท่อลำเลียง

การตรวจสอบและบำรุงรักษาระบบท่อลำเลียงของโครงการฯ ประกอบด้วยการบำรุงรักษาระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิต และระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมภายในฐานหลุมผลิต ซึ่งจะดำเนินการตามมาตรฐานการตรวจสอบและซ่อมบำรุงของเจ้าของโครงการฯ หรือ Flow line and Well Gas Life Line Maintenance Strategy (รายละเอียดแสดงดัง**ภาคผนวก 2-3.3**) ได้แก่ 1) การตรวจสอบด้วยสายตาจากภายนอก และ 2) การตรวจสอบแบบไม่ทำลาย มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) การตรวจสอบด้วยสายตาจากภายนอก (External Visual Inspection)

การตรวจสอบจากภายนอกสามารถกระทำได้ในขณะที่ระบบท่อกำลังใช้งานอยู่ โดยสิ่งที่ต้องตรวจสอบมีดังต่อไปนี้

1) การรั่วไหล
2) การกัดกร่อนของผิวท่อภายนอก (External Corrosion) โดยเฉพาะอย่างยิ่งบริเวณที่มีการขัดสีระหว่างท่อและฐานวางท่อ
3) ตรวจสอบบริเวณหน้าแปลน Bolt and Nut เพื่อดูการกัดกร่อน
4) การเกิดการกัดกร่อนและรอยแตกบริเวณที่เป็นจุดต่อ (Branch) ของท่อขนาดเล็กที่ต่อมาจากท่อขนาดใหญ่ หรืออุปกรณ์การผลิต
5) ตรวจสอบการเสียรูป ร่องรอยความเสียหาย การโก่งงอ
6) บริเวณที่มีการสั่นสะเทือน โดยเฉพาะท่อที่ต่ออยู่กับเครื่องจักรหมุน
7) ตรวจสอบสภาพของฐานวางท่อ (Pipe Support Block Culvert) โดยเฉพาะฐานวางท่อที่วางลอดใต้ถนน ร่องรอยการเกิดการกัดกร่อน การเสียรูป การขัดสีหรือสัมผัสกับผิวท่อ

8) ตรวจสอบสภาพความเรียบร้อยของฉนวนหุ้มท่อ (Pipe Coating) ในบริเวณที่วางลอด Block Culvert

9) การตรวจสอบท่อในส่วนที่อยู่ภายในปลอกท่อ (Pipe sleeve) จะเป็นการดูสภาพภายนอกของปลอกว่ามีความเสียหายหรือไม่ และจะมีการตรวจสอบจุดที่เป็นข้องอ และจุดท่อขึ้นและลงจากพื้นดิน ส่วนการตรวจสอบภายนอกของท่อที่อยู่ใต้ปลอกไม่จำเป็นต้องดำเนินการ เนื่องจากภายหลังจากการติดตั้งท่อ จะมีการปิดผนึกหัวท้ายของปลอกท่อเพื่อป้องกันน้ำเข้าหรือความชื้น

10) ตรวจสอบสภาพของ Bolt and Nut และบริเวณหน้าแปลน

11) หากตรวจพบสิ่งที่กล่าวมาข้างต้นให้ทำการบันทึกลงใน Inspection Report พร้อมถ่ายภาพประกอบ ระบุลักษณะตำแหน่ง ขนาดของร่องรอยความเสียหาย การกัดกร่อน ใส่ในรายงานการตรวจสอบ

12) ตรวจสอบการเข้าครอบครอง บุกรุก หรือดำเนินการใด ๆ ในพื้นที่เขตทาง (Right of way : ROW) โดยมิได้รับอนุญาต ได้แก่ การปรับสภาพพื้นที่ การนำเครื่องจักร/ยานพาหนะขนาดใหญ่ผ่านข้ามแนววางท่อ ฯลฯ

13) ตรวจสอบสภาพในพื้นที่เขตทาง ได้แก่ การชำรุดทรุดโทรมของแนวเขตที่ดิน การพังทลายของดิน การควบคุมการเจริญเติบโตของวัชพืช

2) การตรวจสอบแบบไม่ทำลาย (Non-Destructive Inspection)

การเลือกใช้วิธีการตรวจสอบแบบไม่ทำลายแบบต่าง ๆ นั้นขึ้นอยู่กับองค์ประกอบหลายอย่าง เช่น ลักษณะของการกัดกร่อนหรือร่องรอยบกพร่องที่เกิด สภาวะของระบบการผลิต ชนิดของของไหลภายในท่อ วัสดุที่ใช้ทำท่อ ฯลฯ และในการตรวจสอบแบบไม่ทำลายแต่ละชนิด จะต้องกระทำโดยผู้ที่ผ่านการฝึกอบรมซึ่งมีความชำนาญและมีใบรับรองการผ่านการฝึกอบรม (Certificate) มาแล้วเท่านั้น วิธีการตรวจสอบแบบไม่ทำลายที่ใช้ในการตรวจสอบท่อ Flow Lines ในปัจจุบันก็คือ การใช้ Ultrasonic Thickness Measurement (UTM) และ Magnetic flux leakage (MFL) ส่วนการตรวจสอบแบบไม่ทำลายวิธีอื่น ๆ อาจจะนำมาใช้เช่นกัน ขึ้นอยู่กับลักษณะของความเสียหายหรือจุดบกพร่องที่ต้องการตรวจสอบ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 วิธีการตรวจสอบแบบไม่ทำลาย

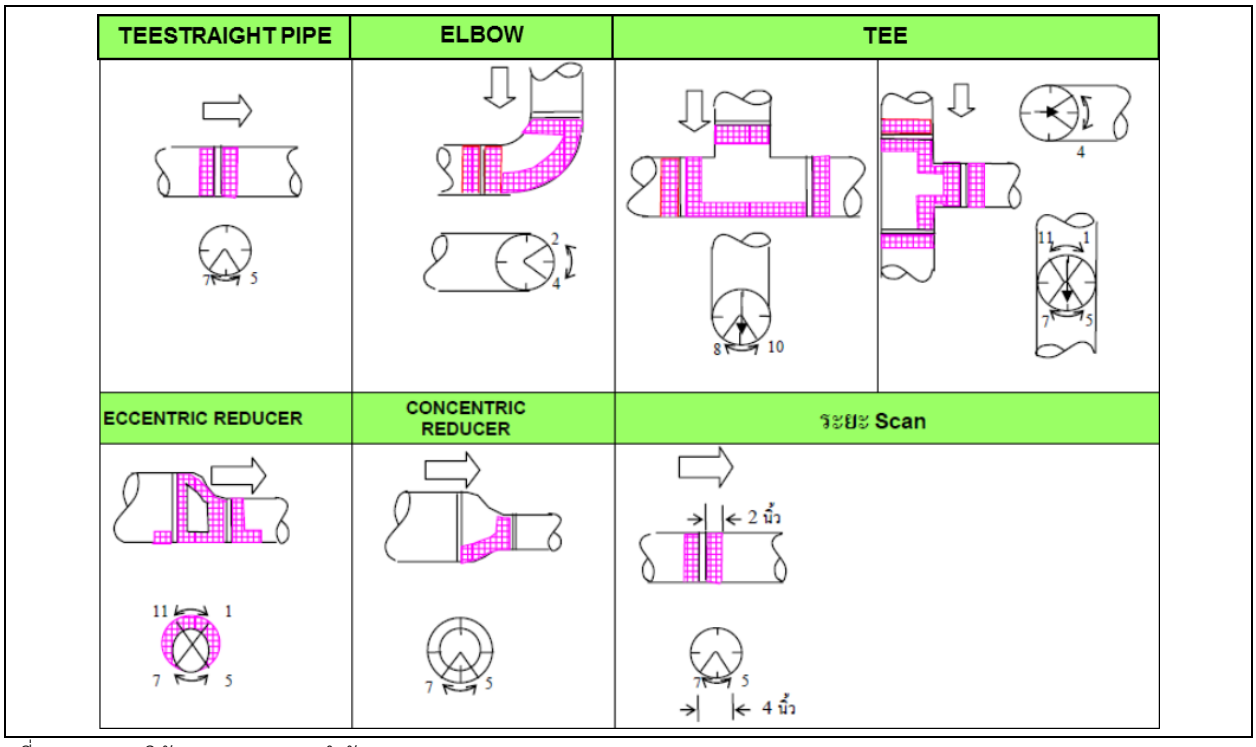
1) <u>Ultrasonic Thickness Measurement (UTM)</u>

การตรวจสอบด้วยวิธี UTM เพื่อหาความหนาของผนังท่อหรือทำ Corrosion mapping ในบริเวณที่คาดว่าจะเกิดการกัดกร่อนและสึกกร่อน โดยใช้วิธีการ scan ไปรอบ ๆ บริเวณที่มีโอกาสเกิดการกัดกร่อน ซึ่งได้แก่บริเวณต่าง ๆ (แสดงดัง**รูปที่ 2-123**) ดังต่อไปนี้

- บริเวณที่มีการเปลี่ยนทิศทางของการไหล เช่น elbow, tee, reducer
- บริเวณที่เกิดการไหลแบบปั่นป่วน (turbulence) เช่น บริเวณ Orifice Plates, Choke Valves, Tees

- บริเวณด้านหน้าและด้านหลังของ valves
- บริเวณที่เป็นจุดปะทะ เช่น flange, capped ends, tees
- บริเวณที่เป็นจุดต่ำสุดหรือเป็นจุด dead end เช่น บริเวณที่มีน้ำสะสมอยู่

การใช้วิธีการ UTM ในการตรวจสอบจะกระทำทั้งบริเวณที่เลือกเอาไว้และสุ่มเลือกบริเวณที่คาดว่าจะเกิดการกัดกร่อนและจะต้องเป็นบริเวณจุดเดิมทุกครั้ง ในระบบท่อที่เพิ่งก่อสร้างเสร็จและอยู่ในขั้นตอนเริ่มต้นการผลิตจะต้องทำการตรวจสอบความหนาของท่อทันทีเพื่อใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานในการประเมินสภาพของระบบท่อนั้น ๆ ในอนาคต



ที่มา : บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-123 บริเวณที่ต้องตรวจสอบด้วย Ultrasonic Thickness Measurement (UTM)

2) Magnetic Flux Leakage (MFL)

MFL หรือการตรวจสอบด้วยเส้นแรงแม่เหล็ก เป็นวิธีการตรวจสอบหลักที่ใช้ในการดูสภาพการกัดกร่อนภายในท่อ flow lines ซึ่งมีความสะดวกรวดเร็วและเหมาะสมต่อการตรวจสอบท่อที่มีระยะทางยาวๆ ผลของการตรวจสอบด้วยวิธีนี้จะบอกถึงเปอร์เซ็นต์ของการกัดกร่อนบริเวณที่ทำการตรวจวัด ไม่สามารถแสดงผลออกมาเป็นความหนาท่อได้ ต้องใช้เครื่อง UTM ทำการตรวจสอบซ้ำบริเวณดังกล่าวอีกครั้ง เพื่อหาความหนาของผนังท่อ การตรวจสอบด้วยวิธีนี้จะใช้ได้กับวัสดุที่เป็นโลหะเท่านั้น

3) Ultrasonic Welds Root Areas Scans

การตรวจสอบด้วยวิธีนี้จะกระทำในท่อที่คาดว่าการกัดกร่อนจะเกิดขึ้นที่บริเวณ Root และบริเวณ Heat Affected Zone ซึ่งในระบบท่อ flow lines ของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ จะพบในท่อ Flow Lines EC, EB, BA, BE, KA, KE โดยการกัดกร่อนจะเกิดเฉพาะบริเวณท้องท่อ ตำแหน่ง 5-7 นาฬิกา และพบทั้งบนแนวเชื่อม รวมทั้งพื้นที่

บริเวณก่อนและหลังแนวเชื่อม ดังนั้นในการตรวจสอบท่อดังกล่าว จึงต้องใช้การ scan บริเวณก่อนและหลังแนวเชื่อม ให้ใกล้แนวเชื่อมที่สุดเท่าที่จะทำได้

4) Magnetic Particles Examination (MT) / Dye Penetrant Examination (PT)

การตรวจสอบท่อด้วยวิธี MT/ PT จะกระทำตรงบริเวณแนวเชื่อมหรือบริเวณที่คาดว่าจะเกิดรอยแตก ที่เกิดจาก Fatigue Cracks ซึ่งได้แก่บริเวณ Branch Connection ที่มีการสั่นสะเทือนอยู่ตลอดเวลา

5) Radiography-Flash and Profile

เทคนิคในการตรวจสอบท่อด้วยวิธีนี้จะใช้กับท่อที่มีการห่อหุ้ม Insulation ซึ่งคาดว่าจะเกิดการกัดกร่อนภายใต้ Insulation (Corrosion Under Insulation) โดยเทคนิค Profile Radiography นั้นจะใช้ในการตรวจสอบการเกิดการกัดกร่อนทั้งภายในท่อ (Internal Corrosion) และการเกิดการกัดกร่อนใต้ insulation ได้ด้วย ส่วนการใช้เทคนิค Flash Radiography นั้นจะใช้ในการตรวจสอบการกัดกร่อนที่เกิดภายใต้ Insulation ได้เพียงอย่างเดียว

6) การตรวจสอบด้วย Holiday Detector

เป็นการตรวจสอบสภาพ Coating ที่ห่อหุ้มท่อโดยใช้เครื่อง Holiday Detector เพื่อดูว่าวัสดุที่ Coating ท่อมีการฉีกขาด หลุดร่อนจนถึงผิวโลหะที่อยู่ข้างใต้เกิดการกัดกร่อนหรือไม่ หากตรวจพบความเสียหายดังกล่าวให้ทำการบันทึกขนาดความเสียหายของ Coating และสภาพผิวโลหะลงใน Inspection report พร้อมถ่ายภาพประกอบ

2.2 ขั้นตอนการตรวจสอบ

1) การตรวจสอบด้วยวิธี UTM

ทำการตรวจสอบเฉพาะบริเวณแนวเชื่อมด้วยวิธี UTM (ส่วนกรณีของตัวท่อให้ตรวจสอบด้วยวิธี UTM ในกรณีที่ผลของ MFL มีค่าสูงกว่าระดับ 40% เท่านั้น) โดยให้ตรวจสอบทั้งด้านล่างและด้านบนของท่อ ตำแหน่ง 5-7 นาฬิกา และ 11-13 นาฬิกา ตามลำดับ (ดู**รูปที่ 2-123**) โดยใช้วิธีการ SCAN ไปรอบ ๆ บริเวณด้านหน้าและหลังแนวเชื่อมให้ใกล้แนวเชื่อมมากที่สุดโดยจำนวนข้อเชื่อมที่ต้องตรวจสอบคือ ครึ่งหนึ่งของจำนวนแนวเชื่อมทั้งหมด

2) การตรวจสอบด้วยวิธี MFL

ทำการตรวจสอบทั้งตัวท่อและข้อเชื่อมด้วยวิธี MFL ทั้งด้านล่างและด้านบนของท่อตำแหน่ง 5-7 นาฬิกาและ 11-13 นาฬิกา ตามลำดับ (ดู**รูปที่ 2-123**) โดยให้ทำการตรวจสอบตลอดความยาวท่อทั้งเส้น

2.3 ความถี่ในการตรวจสอบท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ความถี่ในการตรวจสอบระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม โครงการฯจะดำเนินการตามมาตรฐานการตรวจสอบและซ่อมบำรุง หรือ Pipeline Procedure Maintenance (**ภาคผนวก 2-3.4**) สำหรับท่อลำเลียงปิโตรเลียมบนดิน แสดงดัง**ตารางที่ 2-42** ส่วนความถี่ในการตรวจสอบและซ่อมบำรุงท่อลำเลียงปิโตรเลียมและก๊าซธรรมชาติใต้ดิน (Underground Flowline) โครงการฯ ดำเนินการตามมาตรฐาน ASME B31.4 และ ASME B31.8 แสดงดัง**ตารางที่ 2-43**

ทั้งนี้ แนวท่อก๊าซที่เสื่อมสภาพแล้ว โครงการฯ จะดำเนินการซ่อมบำรุง โดยจะหยุดส่งก๊าซผ่านท่อเส้นนั้น จากนั้นจะทำการตัดท่อส่วนที่เสื่อมสภาพออก และติดตั้งท่อใหม่เข้าไปทดแทน โดยจะตรวจสอบความเรียบร้อยตามแนว

เชื่อมต่อด้วยการ X-ray และทดสอบด้วยวิธีชลสถิตย์ (Hydrostatic Test) เช่นเดียวกับการติดตั้งแนวท่อใหม่ ก่อนจะเริ่มดำเนินการลำเลียงก๊าซผ่านระบบท่อลำเลียงต่อไป

ตารางที่ 2-42 ความถี่ และวิธีการบำรุงรักษาระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมบนดิน

รายละเอียดการปฏิบัติงาน	ความถี่
ท่อที่ติดตั้งใหม่	
- ตรวจสอบความหนาของผนังท่อด้วยระบบ Ultrasonic Thickness Measurement (UTM) - สำหรับท่อที่ฝังดิน จะตรวจสอบสภาพของบริเวณที่มีการเคลือบ/หุ้มท่อ (Pipe coating) - ตรวจสอบความผิดปกติต่าง ๆ ของท่อด้วยสายตา	ทุก 1 ปี
ท่อที่วางผ่านคลอง คู หรือทางน้ำ	
- ตรวจสอบความหนาของผนังท่อด้วยระบบ Ultrasonic (Uncoated pipe) - สำหรับท่อที่ฝังดิน จะตรวจสอบสภาพของบริเวณที่มีการเคลือบ/หุ้มท่อ (Pipe coating)	ทุก 1 ปี
- ตรวจสอบความหนาของผนังท่อ ด้วยระบบ Ultrasonic - ตรวจสอบสภาพการกัดกร่อน สภาพของ Coating โดยขุดเปิดหน้าดินเป็นความยาว 2-2.5 เมตร ใน 2 บริเวณ คือ แนวที่อยู่ใกล้ Well head และ Manifold	ทุก 5 ปี

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

ตารางที่ 2-43 ความถี่ และวิธีการบำรุงรักษาระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมใต้ดิน

รายละเอียดการปฏิบัติงาน	ความถี่
ท่อที่ติดตั้งใหม่ (New installed flow line และ Gas lift line)	
- ตรวจสอบความหนาของผนังท่อด้วยระบบ Ultrasonic Thickness Measurement (UTM) - สำหรับท่อที่ฝังดิน จะตรวจสอบสภาพของบริเวณที่มีการเคลือบ/หุ้มท่อ (Pipe coating/wrapping) - ตรวจสอบความผิดปกติต่าง ๆ ของท่อด้วยสายตา	- ท่อลำเลียงที่ฝังดิน จะทำการขุดตรวจสอบทุก 3 ปี
ท่อที่วางฝังดิน ผ่านคลอง คู หรือทางน้ำ (Flow line and gas lift line underground, in open trenches and under block culvert)	
- ตรวจสอบความผิดปกติต่าง ๆ ของท่อด้วยสายตา	- ทำการตรวจสอบด้วยสายตาทุก ๆ 3 เดือน Patrolling
- ตรวจสอบความหนาของผนังท่อด้วยวิธีการ Magnetic Flux Leakage (MFL) - ตรวจสอบความหนาของผนังท่อแบบละเอียดด้วยระบบ Ultrasonic Thickness Measurement (UTM) - กรณีที่สงสัยสภาพภายในท่อ จะใช้การตรวจสอบด้วยการถ่ายภาพรังสี (DRT) เพื่อดูสภาพภายในท่อ - สำหรับท่อที่ฝังดิน จะตรวจสอบสภาพของบริเวณที่มีการเคลือบ/หุ้มท่อ (Pipe coating/wrapping) - สำหรับท่อที่ฝังดินระยะทางไกลจะมีการติดตั้ง Cathodic Protection เพื่อป้องกันการกัดกร่อน - สำหรับท่อที่อยู่ในคูน้ำ หรือจมน้ำ จะตรวจสอบสภาพของวัสดุเคลือบท่อ (Pipe coating) ถ้ามีท่อนั้นใช้วัสดุหุ้มท่อ (pipe wrapping) อยู่จะต้องทำการเปลี่ยนเป็นวัสดุเคลือบท่อเท่านั้น (pipe coating) - สำหรับท่อไม่สามารถเข้าถึงเพื่อการตรวจสอบได้จะทำการตรวจสอบด้วย Intelligent PIG เพื่อตรวจสอบสภาพภายในท่อ	- ทำการเปิดเพื่อตรวจสอบทั้ง thickness measurement, coating and wrapping inspection ทุก ๆ 5 ปี - ทำการตรวจวัดกระแสไฟฟ้าของระบบ CP ทุก ๆ 3 ปี - ทำการตรวจสอบด้วย Intelligent PIG ทุก ๆ 3 ปี
ท่อผลิตที่วางฝังดิน อยู่ภายในเขตพื้นที่หลุมผลิต (Underground pipe in production wellsite)	
- ตรวจสอบความผิดปกติต่าง ๆ ของท่อด้วยสายตา - ตรวจสอบความหนาของผนังท่อ ด้วยระบบ Ultrasonic Ultrasonic Thickness Measurement (UTM) - ตรวจสอบสภาพการกัดกร่อน สภาพของ Coating โดยขุดเปิดหน้าดินเป็นความยาว 2-2.5 เมตร ใน 2 บริเวณ คือ แนวที่อยู่ใกล้ Well head และ Manifold ถ้าพบความผิดปกติของท่อที่อยู่บนดินในบริเวณ Flow arm & Manifold	- ทำการตรวจสอบความหนาของผนังท่อบริเวณ Flowarm & Manifold ทุก ๆ 3 เดือน เพื่อวิเคราะห์และประเมินสภาพของท่อใต้ดินทุก ๆ 3 เดือน - ทำการขุดเพื่อตรวจสอบ หรือเปลี่ยนท่อใต้ดินทันทีที่มีความหนาของท่อลดลง

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.5.2(7) ปริมาณวัสดุถมและแหล่งของวัสดุถมที่ใช้ในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อของโครงการฯ

วัสดุปรับถมถนนเลียบแนวท่อของโครงการฯ มี 3 ชนิด ประกอบด้วย ดิน (ร้อยละ 87) ดินลูกรัง (ร้อยละ 7) และทราย (ร้อยละ 6) มีรายละเอียดการใช้วัสดุปรับถม ดังนี้ (แสดงดัง**ตารางที่ 2-44**)

- ดิน

โครงการฯ จะใช้แหล่งดินที่อยู่ใกล้พื้นที่ก่อสร้าง เพื่อลดระยะทางในการขนส่งให้น้อยที่สุด ซึ่งแหล่งดินถมของโครงการฯ จะใช้แหล่งดินจากชาวบ้านที่ต้องการขุดบ่อในพื้นที่ ในรัศมี 5 กิโลเมตร จากพื้นที่ก่อสร้างหรือฐานหลุมผลิตต้นทาง โดยทุกครั้งที่มีการขุดดินเพื่อนำไปใช้ในการถมปรับพื้นที่ของโครงการฯ จะมีการทำสัญญาระหว่างผู้รับเหมาก่อสร้างและเจ้าของบ่อ หรือชาวบ้านเจ้าของพื้นที่เพื่อมิให้เกิดข้อขัดแย้งในอนาคต

- ดินลูกรัง

ดินลูกรังสำหรับก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม มีแหล่งดินลูกรังอยู่ในพื้นที่อำเภอพรานกระต่าย จังหวัดกำแพงเพชร

- ทราย

ทรายเป็นวัสดุถมอีกชนิดหนึ่งในการโรยผิวถนนก่อนจะถมทับด้วยดินลูกรัง ซึ่งแหล่งทรายของโครงการฯ ตั้งอยู่ในพื้นที่ตำบลบางระกำ อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก

ปริมาณวัสดุปรับถมในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อจะคิดปริมาณวัสดุที่ต้องใช้ในการปรับถมถนนจาก พท.หน้าตัดถนนเลียบแนวท่อ x ความยาวของถนนเลียบแนวท่อ

ปริมาณวัสดุถม = พท.หน้าตัดถนนเลียบแนวท่อ x ความยาวของถนนเลียบแนวท่อ

โดยพื้นที่หน้าตัดคิดจาก สูตรพื้นที่สี่เหลี่ยมคางหมู คือ ½ x ผลบวกด้านคู่ขนาน x ความสูงของถนน

การคำนวณปริมาณวัสดุปรับถมในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ที่จะก่อสร้างใหม่ พิจารณาจากแนวการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ ซึ่งบางช่วงจะมีถนนที่มีอยู่เดิม และบางช่วงจะเป็นการวางท่อเลียบคันนา ซึ่งโครงการฯ พิจารณาจะก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อใหม่ทั้งหมด

ดังนั้น โครงการฯ จะมีการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อเป็นระยะ 2,480 เมตร โดยถนนเลียบแนวท่อมีความกว้าง 5 เมตร รวมไหล่ทางข้างละ 1 เมตร ความสูงของถนนเลียบแนวท่อ 1 เมตร โดยปริมาณวัสดุทั้งหมดที่ใช้ก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) เท่ากับ 14,880 ลูกบาศก์เมตร และจากสัดส่วนวัสดุที่ใช้ในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อ มีอัตราส่วน ดินร้อยละ 87 ดินลูกรังร้อยละ 7 และทราย ร้อยละ 6 จึงคิดเป็นปริมาณวัสดุปรับถมดังต่อไปนี้

ปริมาณดิน	= (14,880 x 87)/100	= 12,945.6 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณดินลูกรัง	= (14,880 x 7)/100	= 1,041.6 ลูกบาศก์เมตร
ปริมาณทราย	= (14,880 x 6)/100	= 892.8 ลูกบาศก์เมตร

ปริมาณวัสดุถมที่ใช้ในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อของโครงการฯ แสดงดัง**ตารางที่ 2-44** ส่วนรายละเอียดระยะทางขนส่งของดินจะแสดงใน**หัวข้อ 2.7.3** ต่อไป

ตารางที่ 2-44 ปริมาณวัสดุถมที่ใช้ในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อ

แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม (กิโลเมตร)	ความยาวถนนเลียบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ต้องก่อสร้าง (กิโลเมตร)	ปริมาณวัสดุปรับถมที่ต้องใช้ทั้งหมด (ลบ.ม.)		
			ดิน (87%)	ลูกรัง (7%)	ทราย (6%)
แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)	2.48	2.48	12,945.6	1,041.6	892.8

หมายเหตุ: การก่อสร้างท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะใช้ระยะเวลาประมาณ 30 วัน ต่อความยาวท่อ 1 กิโลเมตร
ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.5.3 ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม

การผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ในระยะแรก จะเป็นการผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตก่อน และหากโครงการฯ สามารถผลิตปิโตรเลียมได้ในปริมาณที่คุ้มค่าเชิงพาณิชย์ก็จะวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมเพื่อทำการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมต่อไป โดยดำเนินการดังนี้

(1) การปรับปรุงพื้นที่ฐานหลุมผลิตเพื่อรองรับแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

การปรับปรุงพื้นที่ฐานหลุมผลิตจะดำเนินการไปพร้อมกับการวางแนวท่อลำเลียง โดยเครื่องจักร/อุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิต ได้แก่ เครื่องแยกสถานะ (Separator) เครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน (Flare Knock Out Drum) ปล่องเผาก๊าซและบ่อ Flare pit ถังเก็บกักน้ำมัน (Crude Tank) ท่อภายในฐานหลุมผลิต รวมถึงสำนักงาน และสิ่งอำนวยความสะดวกต่าง ๆ จะถูกรื้อถอนและเคลื่อนย้ายออกนอกพื้นที่ ส่วนโครงสร้างถาวรภายในฐาน ได้แก่ ฐานคอนกรีตรองรับแท่นเจาะ (Concrete Pad) และบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) จะคงสภาพไว้เช่นเดิม โดยองค์ประกอบที่จะก่อสร้างติดตั้งเพิ่มเติม ได้แก่ ชุดวาล์วควบคุมความดัน (Manifold) ซึ่งจะติดตั้งบนพื้นดาดคอนกรีตในบริเวณที่ว่างริมรั้วของฐานหลุมผลิตเพื่อทำหน้าที่ปรับลดความดันจากภายในหลุมผลิตก่อนส่งผ่านเข้าสู่ระบบท่อลำเลียง[5/] และรวบรวมของไหลที่ผ่านมาตามท่อจากหลุมผลิตอื่น ๆ เข้าสู่ระบบท่อหลัก ก่อนส่งผ่านเข้าสู่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และสถานีผลิตลานกระบือต่อไป

ดังนั้น ภายหลังการปรับปรุงสภาพพื้นที่แล้วเสร็จ ในบริเวณพื้นที่ฐานหลุมผลิตจะโล่งว่าง ไม่มีเครื่องจักร/อุปกรณ์ใด ๆ ปรากฏอยู่ มีเพียงชุดวาล์วหัวบ่อ (Wellhead หรือ Christmas Tree) ชุดวาล์วควบคุมความดัน (Manifold) และท่อ 3 นิ้วเชื่อมระหว่างหลุมผลิตกับ Manifold เท่านั้น รวมถึงจะไม่มีพนักงานอยู่ประจำที่ฐานหลุมผลิตแต่อย่างใด ยกเว้นการเข้ามาตรวจสอบความเรียบร้อย หรือซ่อมบำรุงต่าง ๆ ตามระยะเวลาที่กำหนดไว้ในแผนปฏิบัติงานประจำเท่านั้น

[5/] ความดันที่หัวบ่อ (Wellhead pressure) โดยเฉลี่ยจะอยู่ประมาณ 2,000 psig ในขณะที่ความดันใช้งาน (Operating pressure) ของระบบท่อลำเลียงอยู่ที่ประมาณ 400-700 psig จึงต้องปรับลดความดันจากหลุมผลิตก่อนส่งผ่านระบบท่อ

ภาพตัวอย่างองค์ประกอบภายในฐานหลุมผลิต ในระยะการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม แสดงใน**รูปที่ 2-124**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-124 ตัวอย่างองค์ประกอบภายในฐานหลุมผลิต ในระยะการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม

(2) กระบวนการผลิตในพื้นที่ฐานหลุมผลิตที่มีการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ในกรณีที่มีการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียม กิจกรรมการผลิตที่เกิดขึ้นในฐานหลุมผลิตจะดำเนินการโดยระบบอัตโนมัติ โดยปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บจะไหลขึ้นสู่ปากหลุมโดยแรงดันตามธรรมชาติของแหล่งกักเก็บ (ประมาณ 3,800 psig) เข้าสู่ระบบท่อขนส่ง ดังนั้น จึงไม่จำเป็นต้องมีเจ้าหน้าที่อยู่ประจำเพื่อควบคุมการผลิตแต่อย่างใด เมื่อการปรับปรุงสภาพพื้นที่ฐานหลุมผลิต และวางแนวท่อขนส่งตามแผนงานแล้วเสร็จ ปลายแนวท่อทั้งสองฝั่งจะได้รับการเชื่อมต่อ (Tie-in) เข้ากับชุดวาล์วควบคุม (Manifold) ทั้งจากต้นทาง กับชุดวาล์วปลายทาง จากนั้นจึงเริ่มทำการทดสอบระบบ (Commissioning) เพื่อตรวจสอบให้มั่นใจว่าระบบดำเนินการด้วยความเรียบร้อยไม่มีปัญหาใด ๆ เกิดขึ้น จึงเริ่มเปิดการผลิตตามแผนที่กำหนดไว้ ผ่านเข้าสู่ระบบวาล์วหัวบ่อ (Christmas Tree) ซึ่งจะลดแรงดันลงก่อนผ่านเข้าสู่ท่อขนาด 3 นิ้วภายในฐานหลุมผลิตเข้าสู่ชุดวาล์วควบคุมความดัน (Manifold) เพื่อปรับลดความดันให้เหลือประมาณ 400-700 psig ก่อนส่งผ่านเข้าสู่ระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม ผ่านไปยังฐานชุมท่อปลายทางเพื่อเชื่อมเข้ากับโครงข่ายระบบท่อขนส่งที่มีอยู่เดิม เพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) สถานีผลิตลานกระบือ[6/] หรือสถานีผลิตย่อยแห่งอื่น ๆ ต่อไป

[6/] กรณีแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) จะเชื่อมเข้ากับโครงข่ายระบบท่อขนส่งที่มีอยู่เดิม เพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และสถานีผลิตลานกระบือ ตามลำดับ

2.5.5.4 ภาพรวมกระบวนการผลิตที่ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A)

ปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอฟ (NPG-F) (ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-39**) จะถูกส่งมาที่ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A) ซึ่งในกรณีที่ปิโตรเลียมที่ผลิตได้มีค่า BS&W มากกว่าร้อยละ 0.5 โครงการฯ จะนำปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำออก (Dehydration) จากนั้นน้ำมันดิบจะถูกส่งไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระเพื่อลำเลียงเข้าสูโรงกลั่นต่อไป ส่วนน้ำจากกระบวนการผลิตจะถูกส่งไปอัดกลับที่สถานีผลิตลานกระบือหรือจะดำเนินการอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำ ณ ฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) โดยกำลังการผลิตของฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A) จะถูกควบคุมด้วยความสามารถของระบบเครื่องแยกสถานะที่ได้รับการออกแบบไว้ให้สามารถรองรับของเหลวได้สูงสุด 4,000 บาร์เรล/วัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ดังนั้น ปริมาณของเหลวที่เกิดขึ้นจากการผลิตของฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอฟ (NPG-F) เมื่อรวมกับฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A) จะไม่เกิน 4,000 บาร์เรล/วัน (ไม่รวมปริมาณการผลิตผ่านระบบท่อ)

2.5.5.5 ภาพรวมกระบวนการผลิตที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A)

ปิโตรเลียมที่ผลิตผ่านฐานหลุมผลิตจำนวน 2 แห่งของโครงการฯ ได้แก่ ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูมซี (NTM-C) (ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-45**) จะถูกส่งมาที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) ซึ่งในกรณีที่ปิโตรเลียมที่ผลิตได้มีค่า BS&W มากกว่าร้อยละ 0.5 โครงการฯ จะนำปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำออก (Dehydration) จากนั้นน้ำมันดิบจะถูกส่งไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระเพื่อลำเลียงเข้าสูโรงกลั่นต่อไป ส่วนน้ำที่ได้จากกระบวนการผลิตจะดำเนินการอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำ ณ ฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) หรือจะถูกส่งไปที่สถานีผลิตลานกระบือเพื่ออัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำต่อไป รายละเอียดความสามารถในการอัดกลับน้ำของสถานีผลิตลานกระบือ แสดงไว้ใน**หัวข้อ 2.5.5.5 ภาพรวมกระบวนการผลิตที่สถานีผลิตลานกระบือ**

ตารางที่ 2-45 ปริมาณปิโตรเลียมคาดการณ์จากฐานหลุมผลิตต่าง ๆ ของโครงการฯ ในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตที่ลำเลียงสู่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A)

[redacted]

2.5.5.5(1) ศักยภาพการรองรับการผลิตปิโตรเลียมที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A)

[redacted]

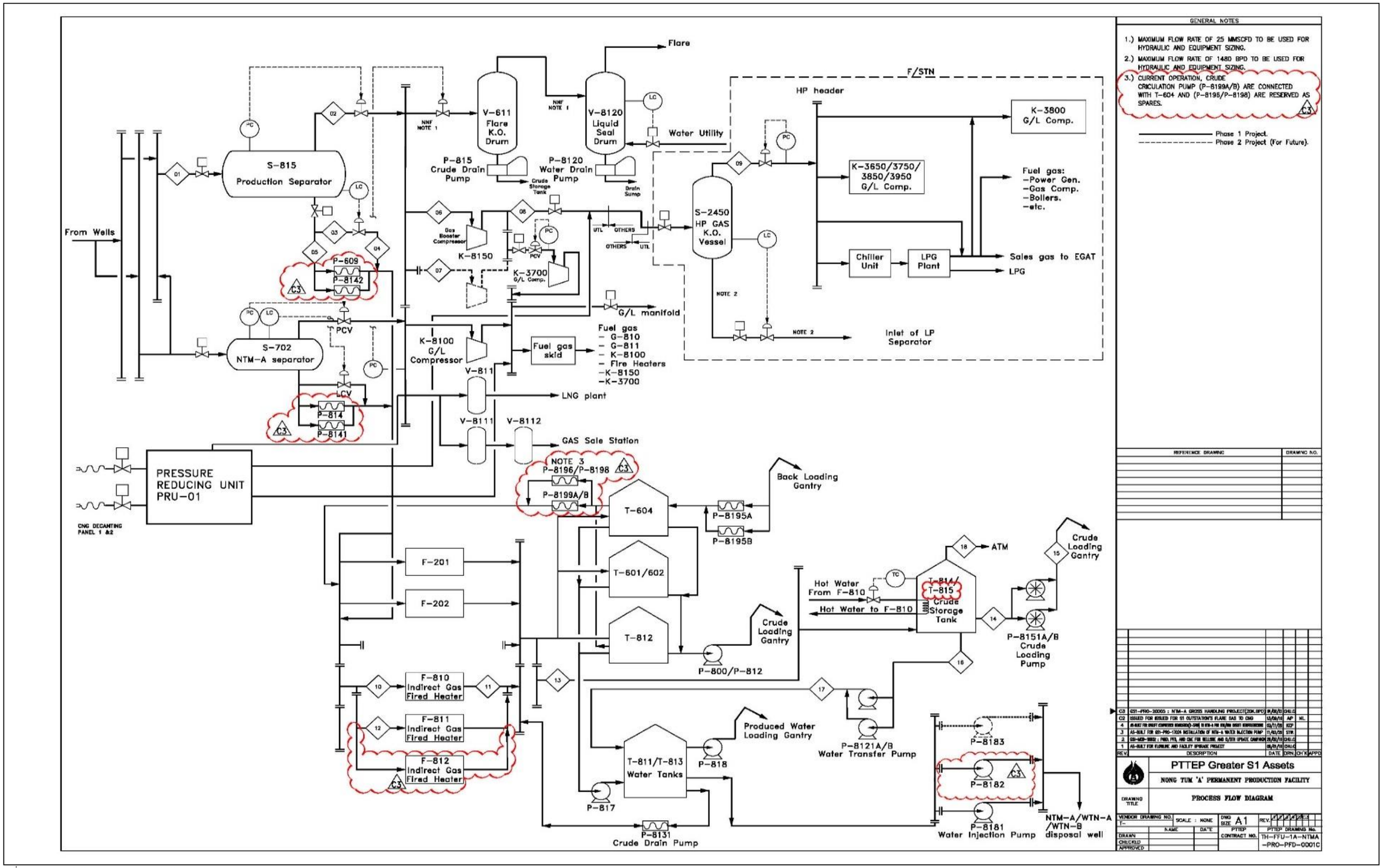
การผลิตปิโตรเลียมจะดำเนินการอย่างต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมง ควบคุมโดยเจ้าหน้าที่ฝ่ายผลิต ซึ่งมีหน้าที่ตรวจสอบ ติดตามผล และบันทึกข้อมูลต่าง ๆ ตามมาตรฐานการปฏิบัติงานของบริษัทฯ ได้แก่ การตรวจสอบความดัน ความดันของอุปกรณ์แยกสถานะ (Separator: S-702 และ S-815) ระดับของเหลวในถังเก็บกัก ปริมาณก๊าซที่เกิดขึ้น อุณหภูมิในอุปกรณ์ต่าง ๆ เป็นต้น รวมถึงการตรวจสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ต่าง ๆ เพื่อให้เกิดความมั่นใจในระบบความปลอดภัยในระหว่างการปฏิบัติงาน และสอดคล้องกับระบบ SSHE ของ ปตท.สผ. อย่างไรก็ตาม หากเกิดเหตุฉุกเฉิน บริษัทฯ มีแผนการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินในระดับต่าง ๆ

ภาพถ่ายและผังองค์ประกอบต่าง ๆ ภายในสถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) แสดง**รูปที่ 2-125** และแผนผังกระบวนการผลิตปิโตรเลียมของสถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) แสดงดัง**รูปที่ 2-126**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-125 ภาพแสดงบริเวณพื้นที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A)



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-126 แผนผังกระบวนการผลิตปิโตรเลียมของสถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A)

2.5.5.5(2) ศักยภาพการผลิตที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) ภายหลังมีโครงการฯ



ปริมาณปิโตรเลียมที่คาดว่าจะได้จากการเจาะหลุมเพิ่มเติมทั้งหมดของโครงการฯ ที่พิจารณาจากปริมาณคาดการณ์สูงสุด พบว่า สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) ยังสามารถรองรับปริมาณปิโตรเลียมที่เกิดขึ้นจากโครงการฯ ได้อย่างเพียงพอ (แสดงดัง**ตารางที่ 2-46**)

ตารางที่ 2-46 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพการรองรับการผลิตปิโตรเลียมของสถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A)

[redacted]

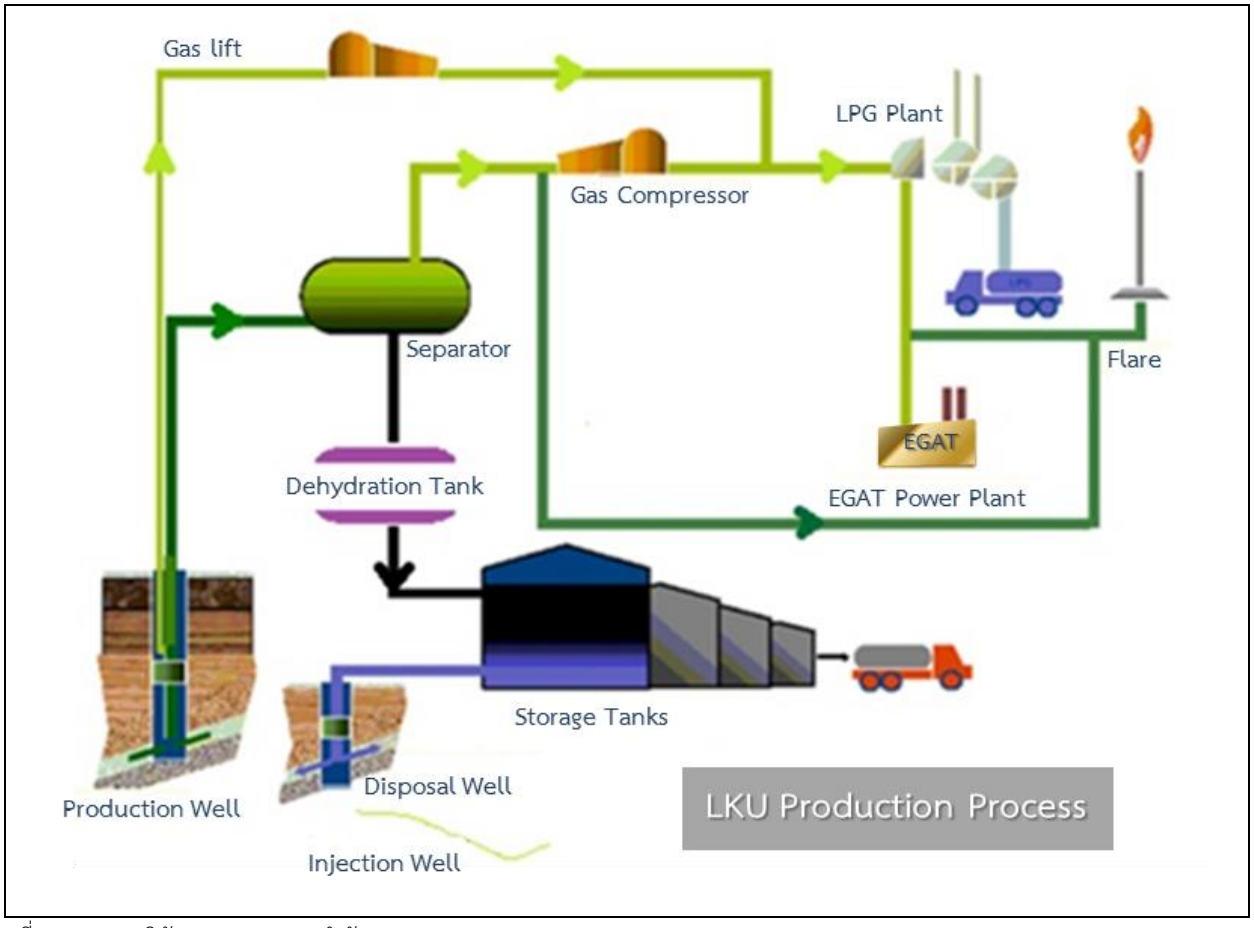
ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

2.5.5.6 ภาพรวมกระบวนการผลิตที่สถานีผลิตลานกระบือ (F/STN)

สถานีผลิตลานกระบือ ตั้งอยู่หมู่ 2 ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร ได้เริ่มทำการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งปิโตรเลียมต่าง ๆ ในแปลง S1 มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 ปัจจุบันกระบวนการผลิตของสถานีผลิตลานกระบือเป็นระบบผลิตที่สมบูรณ์ครบทั้ง 3 สถานะ คือ มีกระบวนการแยกก๊าซ น้ำมันดิบ และน้ำออกจากกันปิโตรเลียมจากหลุมผลิตต่าง ๆ ในพื้นที่แหล่งน้ำมันสิริกิติ์และใกล้เคียง จะถูกขนส่งผ่านระบบท่อขนส่งเข้าสู่ระบบควบคุมความดัน (Manifold) เพื่อปรับความดันที่มาจากเส้นท่อให้เหมาะสมก่อนส่งเข้าระบบแยกก๊าซ-ของเหลว (Gas-Liquid Separator) ซึ่งประกอบด้วยเครื่องแยกสถานะ (Separator) จะทำการแยกก๊าซออกจากของเหลว ก๊าซที่ผ่านออกจากระบบผลิตบางส่วนจะนำมาผ่านระบบอัดก๊าซ (Gas Compressor) ให้เป็นก๊าซความดันสูงเพื่อใช้ประโยชน์ในระบบ Gas Lift เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิต ส่วนที่เหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Diesel Generator) เพื่อใช้ในสถานีผลิต และเผาทิ้งที่ระบบเผาก๊าซ

ส่วนของเหลว คือ น้ำมันดิบและน้ำ จะผ่านเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำ (Dehydration) ซึ่งของเหลวจากโครงการฯ จะได้รับการเติมสารจำพวก Demulsifier เพื่อช่วยให้เกิดการแยกตัวระหว่างน้ำมันและน้ำ ก่อนผ่านเข้าสู่หน่วยแลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Exchanger) ซึ่งจะทำให้ของเหลวมีอุณหภูมิสูงขึ้นประมาณ 60 องศาเซลเซียส เพื่อช่วยเร่งปฏิกิริยาให้เกิดการแยกตัวได้เร็วขึ้น จากนั้นของเหลวจะผ่านเข้าสู่ถังแยกน้ำ (Dehydration Tank) จะมีการพักของเหลวไว้ในถังดังกล่าวเพื่อให้เกิดการแยกชั้นระหว่างน้ำกับน้ำมันโดยอาศัยหลักการแรงโน้มถ่วงและระยะเวลากักเก็บที่เหมาะสม (ประมาณ 7 ชั่วโมง) ซึ่งจะทำให้น้ำมันลอยแยกอยู่เหนือระดับผิวน้ำ น้ำมันที่แยกตัวได้จะถูกส่งไปที่ถังเก็บน้ำมัน (Crude Tank) เพื่อรอสูบจ่ายเข้าสู่รถบรรทุกขนส่งไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระ ส่วนชั้นน้ำซึ่งยังคงมีอนุภาคน้ำมันแขวนลอยอยู่บ้างจะถูกแยกออกทางก้นถังเข้าสู่ถังเก็บน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water Tank) ก่อนระบายเข้าพักยังบ่อคอนกรีตเก็บน้ำเสียใต้ดิน (Underground Concrete Sump) ขนาด 10,000 บาร์เรล เพื่อนำมาใช้ประโยชน์ในระบบ Water Injection ด้วยการอัดกลับไปในชั้นหิน (Formation) ผ่านหลุมอัดน้ำ (Injection Well) ต่าง ๆ ภายในแหล่งสิริกิติ์ ซึ่งมีความลึกมากกว่า 1,000 เมตร เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตให้แก่หลุมน้ำมันใกล้เคียงต่อไป

แผนผังแสดงกระบวนการผลิตของสถานีผลิตลานกระบือโดยสังเขปแสดงดัง**รูปที่ 2-127**



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-127 แผนผังกระบวนการผลิตที่สถานีผลิตลานกระบือ

2.5.5.6(1) ศักยภาพการผลิตที่สถานีผลิตลานกระบือในปัจจุบัน

สถานีผลิตลานกระบือ ได้ออกแบบระบบแยกสถานะ (Separator) ให้สามารถรองรับกำลังการผลิตสูงสุดสำหรับก๊าซธรรมชาติประมาณ 105.0 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน และของเหลว (น้ำมันดิบและน้ำ) ประมาณ 560,000 บาร์เรล/วัน ประกอบด้วย น้ำมันดิบ 410,000 บาร์เรล/วัน และน้ำ 150,000 บาร์เรล/วัน (ตามความสามารถของอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตในปัจจุบัน) ส่วนระบบถังกักเก็บของเหลว (Dehydration Tank) ที่ใช้สำหรับกระบวนการแยกน้ำและน้ำมันดิบ (Dehydration System) ปัจจุบันมีจำนวน 6 ถัง ความจุถังละ 10,400 บาร์เรล จำนวน 5 ถัง (T-301, T-302, T-303, T-304 และ T-305) และความจุ 20,000 บาร์เรล จำนวน 1 ถัง (T-306) ความจุรวม 70,200 บาร์เรล มีความสามารถในการแยกน้ำและน้ำมันดิบผ่านถังดังกล่าวซึ่งเป็นแบบ Filling While Draining[7/] ได้สูงสุด 560,000 บาร์เรล/วัน

[7/] Filling while Draining : ของเหลวใหม่จะเติมเข้าถังพร้อมกับการระบายของเหลวเก่าที่กักเก็บไว้ตาม Retention time แล้วออกมา

[redacted]

2.5.5.6(2) ศักยภาพการผลิตที่สถานีผลิตลานกระบือภายหลังมีโครงการฯ

การลำเลียงปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ จำนวน 30 แห่ง เข้าสู่สถานีผลิตลานกระบือ จะมีปริมาณที่แตกต่างกันสำหรับฐานหลุมผลิตที่มีการผลิตผ่านฐานหลุมผลิต (ระยะผลิตปิโตรเลียม ช่วงที่ 1) และฐานหลุมผลิตที่มีการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม (ระยะผลิตปิโตรเลียม ช่วงที่ 2) โดยกรณีการผลิตผ่านฐานหลุมผลิตปิโตรเลียมที่โครงการฯ จะลำเลียงมายังสถานีผลิตลานกระบือจะมีเพียงส่วนที่เป็นของเหลว (น้ำมันดิบและน้ำ) โดยไม่มีส่วนประกอบของปิโตรเลียมที่เป็นก๊าซจากโครงการฯ เนื่องจากก๊าซที่ผลิตได้จะถูกเผาทิ้งที่ฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง (ยกเว้นจากฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว บ[redacted] ที่ส่งผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมมายังสถานีผลิตลานกระบือพร้อมกับปิโตรเลียม) ซึ่งของเหลวจากหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ จะถูกถ่ายเข้าสู่ถังกักเก็บของเหลว (Dehydration Tank) โดยตรงเพื่อแยกน้ำและน้ำมันดิบ มิได้ผ่านอุปกรณ์การผลิตอื่น ๆ เช่น เครื่องแยกสถานะ หรือ Heat Exchanger เป็นต้น

นอกจากนี้สำหรับของเหลว (น้ำมันดิบและน้ำ) ที่จะขนส่งมายังสถานีผลิตลานกระบือ จะไม่รวมปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตจำนวน 2 แห่ง คือ ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C) ซึ่งจะส่งปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) เพื่อเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำมันดิบและน้ำ จากนั้นน้ำจากกระบวนการผลิตที่สถานีผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) จึงจะถูกส่งมายังสถานีผลิตลานกระบือเพื่อเข้าสู่กระบวนการกำจัดต่อไป

[redacted]

ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ดังนั้น ปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ จะทำให้ปริมาณการผลิตผ่านถังกักเก็บเพิ่มขึ้นจากปัจจุบันบางส่วนเท่านั้น ซึ่งไม่ส่งผลกระทบที่มีนัยสำคัญต่อระบบการผลิต ณ สถานีการผลิตลานกระบือแต่อย่างใด (รายละเอียดดังแสดงใน**ตารางที่ 2-47**) อย่างไรก็ตาม สถานีผลิตลานกระบือมีระบบการจัดการเพื่อควบคุมปริมาณปิโตรเลียมที่เข้าสู่ระบบ โดยที่หากปริมาณการผลิตมีแนวโน้มเกินความสามารถของระบบ ฝ่ายปฏิบัติการสถานีผลิตลานกระบือสามารถเลือกที่จะควบคุมจำนวนหลุมที่เปิดผลิตได้เพื่อความปลอดภัย โดยจะเลือกผลิตเฉพาะหลุมที่มีศักยภาพสูง

ทั้งนี้ รายละเอียดความสามารถในการอัดกลับน้ำของสถานีผลิตลานกระบือ ดังแสดงไว้ใน**หัวข้อ 2.8.2.6 ภาพรวมการจัดการน้ำที่สถานีผลิตลานกระบือ**

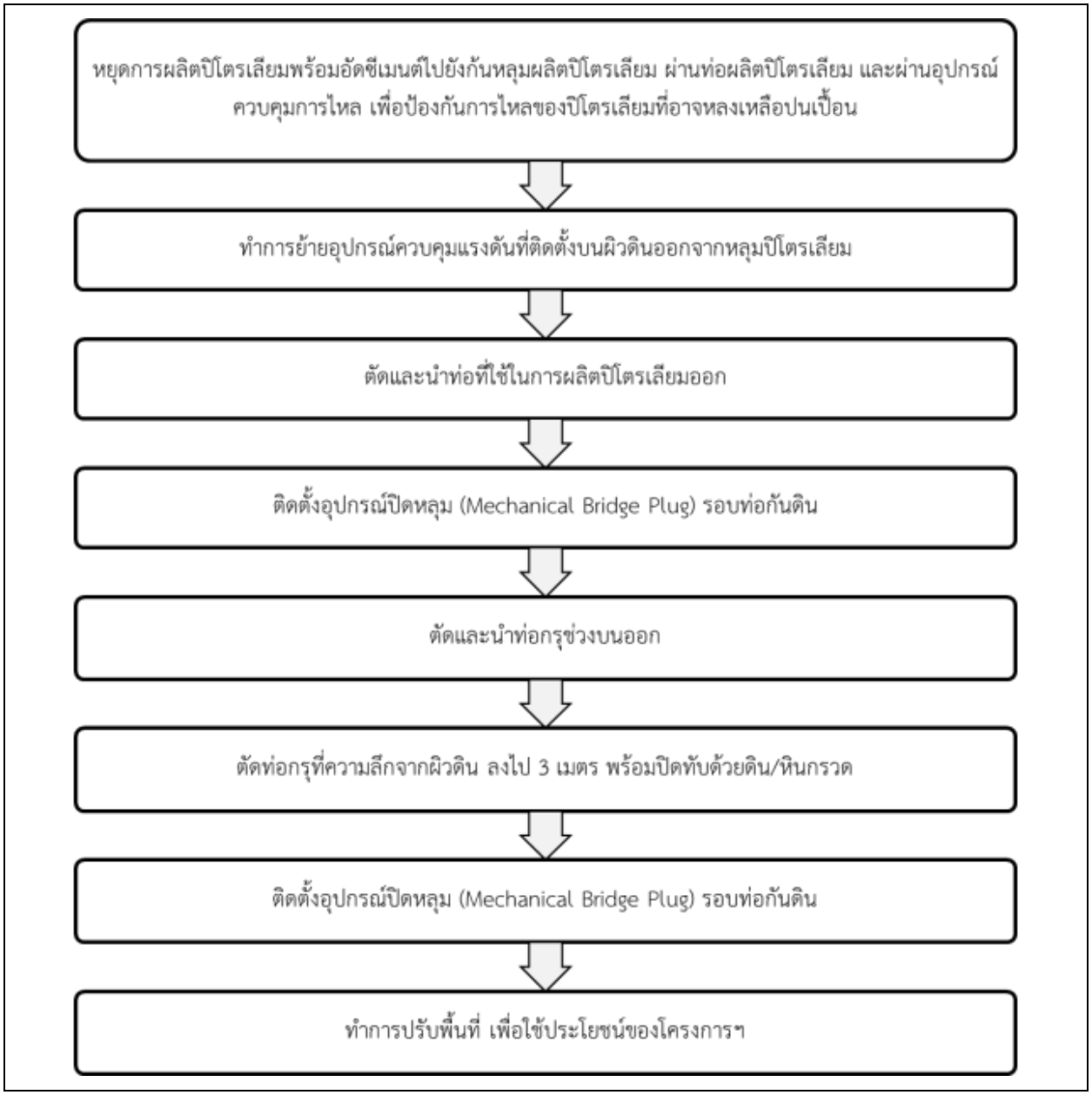
ตารางที่ 2-47 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพการรองรับการผลิตปิโตรเลียมของสถานีผลิตลานกระบือ



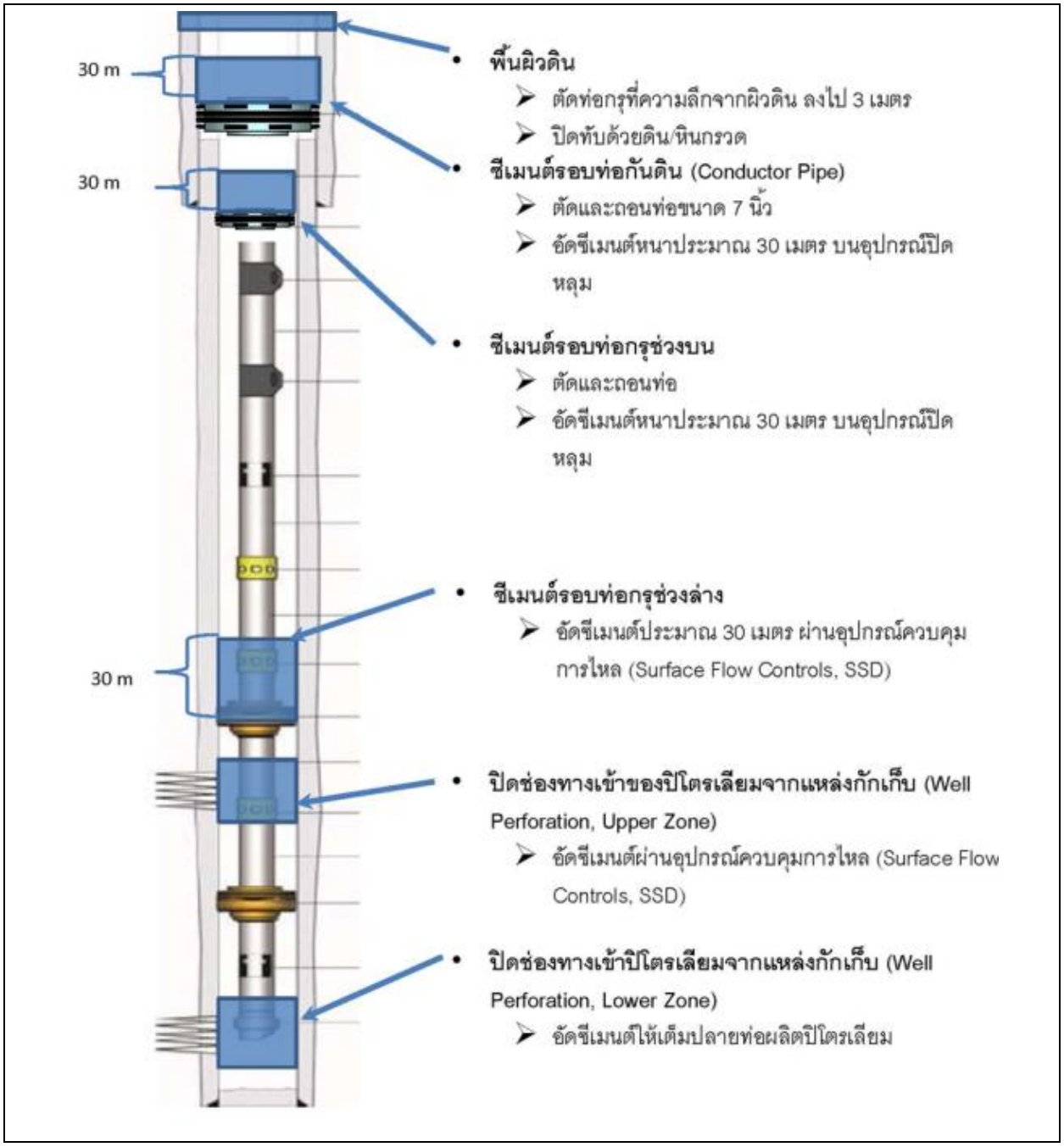
2.5.6 ระยะปิดหลุม/สละหลุม

การปิดหลุม/สละหลุมปิโตรเลียม (Well Abandonment) หมายถึง การยกเลิกการใช้อุปกรณ์และสิ่งปลูกสร้างรวมทั้งการเคลื่อนย้ายโครงสร้างต่าง ๆ โดยจะดำเนินการตามเทคโนโลยีและมาตรฐานทางวิศวกรรมของ ปตท.สผ. (Drilling Standard, Procedures and Guidelines) มีขั้นตอนการปฏิบัติดัง**รูปที่ 2-128** และตัวอย่างการอัดซีเมนต์ในแต่ละระดับความลึก ดังแสดงใน**รูปที่ 2-129**

ทั้งนี้ เจ้าของโครงการฯ ได้จัดให้มีแนวทางการปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้องกับการปิดหลุมชั่วคราว (Well Suspension) และการยกเลิก/สละหลุมปิโตรเลียม (Well Abandonment) ที่อยู่ในความรับผิดชอบของกลุ่มบริษัทฯ ให้เป็นไปในแนวทางเดียวกัน โดยในกรณีที่ผลการเจาะพบว่าเป็นหลุมแห้ง (Dry hole) หรือหลุมที่ไม่มีศักยภาพในเชิงพาณิชย์ (Non-Commercial Case) โครงการฯ จะดำเนินการตามกฎหมาย/ข้อบังคับของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน และหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งตามมาตรฐานการปฏิบัติงานของเจ้าของโครงการฯ ที่สำคัญ เช่น Drilling Procedures and Standards S1 Concession (แสดงใน**ภาคผนวก 2-3.5**) พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และกฎกระทรวงกำหนดแผนงานประมาณการค่าใช้จ่าย และหลักประกันการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ในใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559



รูปที่ 2-128 ภาพรวมแสดงขั้นตอนการยกเลิก ปรับปรุงและฟื้นฟูแหล่งปิโตรเลียม



รูปที่ 2-129 ตัวอย่างการอัดซีเมนต์ในแต่ละระดับความลึก

2.6 การจ้างงาน และที่พักอาศัย

2.6.1 ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

ฐานหลุมผลิตจะก่อสร้างในพื้นที่กรรมสิทธิ์ที่ดินที่ได้จัดซื้อหรือเช่าไว้ โดยเจ้าของโครงการฯ ได้ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาก่อสร้างที่มีความชำนาญเพื่อก่อสร้างฐานหลุมผลิต ซึ่งการก่อสร้างในทุกขั้นตอนจะอยู่ภายใต้การควบคุมดูแลโดยพนักงานฝ่ายก่อสร้างของเจ้าของโครงการฯ นอกจากนี้ จะมีเจ้าหน้าที่ฝ่ายสุขภาพอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม เข้าตรวจประเมินการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมาตามระเบียบปฏิบัติของเจ้าของโครงการฯ และตามมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องอย่างสม่ำเสมอ โดยจำนวนพนักงานก่อสร้าง วิศวกร และช่างเทคนิคที่ใช้สำหรับฐานหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในรายงานฉบับนี้ โดยการขยายขนาดพื้นที่ปรับถมเพื่อรองรับจำนวนหลุมปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้น จะใช้จำนวนแรงงานในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต ประมาณ 70 คน/วัน

ฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้างและฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงที่ตั้งในการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ในครั้งนี้ รวมถึงฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A) ที่จะมีการปรับปรุงพื้นที่ภายในฐานเดิมเทียบเคียงกับฐานที่จะก่อสร้างใหม่ จะใช้จำนวนพนักงานเทียบเท่ากับการก่อสร้างฐานหลุมผลิตใหม่ โดยมีแรงงานที่ใช้ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต รวมประมาณ 70 คน ทั้งหมดมีที่พักอยู่ภายนอกฐานหลุมผลิต (ภายนอกพื้นที่ก่อสร้าง) โดยผู้รับเหมาได้จัดหาพาหนะรับส่งพนักงานระหว่างฐานหลุมผลิตและที่พักในเขตตำบลที่เป็นที่ตั้งฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งทุกวัน โดยในพื้นที่ก่อสร้างมีเพียงเต็นท์สำหรับวางเครื่องอุปโภคบริโภค และเป็นที่พักชั่วคราวเท่านั้น (แสดงดัง**รูปที่ 2-130**)

ทั้งนี้ ระยะเวลาที่ใช้ในการก่อสร้าง และ/หรือ ปรับปรุงขนาดพื้นที่ฐานหลุมผลิต (พื้นที่ปรับถมและพื้นที่ส่วนดาดคอนกรีต) แต่ละแห่งจะมีความแตกต่างกันตามรูปแบบกิจกรรมการก่อสร้าง โดยที่ฐานหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในรายงานฉบับนี้ โดยการขยายขนาดพื้นที่ปรับถมและพื้นที่ดาดคอนกรีตเพื่อรองรับจำนวนหลุมปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้น จะใช้อัตราการก่อสร้าง 35.5 ตารางเมตร/วัน ส่วนฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้าง และฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงที่ตั้งในการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ในครั้งนี้ (จะต้องก่อสร้างฐานหลุมผลิตใหม่) รวมถึงฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A) ที่จะมีการปรับปรุงพื้นที่ภายในฐานเดิมเทียบเคียงกับฐานที่จะก่อสร้างใหม่ จะใช้อัตราการก่อสร้าง 270 ตารางเมตร/วัน ดังนั้น ระยะเวลาที่ใช้ในการก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง แสดงดัง**ตารางที่ 2-48**



รูปที่ 2-130 ลักษณะเต็นท์ชั่วคราวภายในพื้นที่ก่อสร้าง

ตารางที่ 2-48 ระยะเวลาที่โครงการฯ ใช้ในการก่อสร้างและปรับปรุงขนาดพื้นที่ฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง

ฐานหลุมผลิต	กิจกรรมที่ขอเปลี่ยนแปลงในรายงานฯ ฉบับนี้			ขนาดพื้นที่ก่อสร้าง (ตารางเมตร)	ระยะเวลาก่อสร้าง (วัน)
	เปลี่ยนแปลงขนาดขององค์ประกอบพื้นที่ฐานหลุมผลิต		เปลี่ยนแปลงที่ตั้งของฐานหลุมผลิต		
	มีกิจกรรมการก่อสร้างฐานหลุมผลิตทั้งหมด	มีกิจกรรมการก่อสร้างฐานหลุมผลิตบางส่วน			
1. บึงช้าง-อี (BCG-E)	✓		✓	33,776	126
2. บึงแวง-เอ (BWG-A)		✓		1,541	44
3. คลองด่าน-เอ (KDN-A)[1/]	✓			27,744	103
4. คุยม่วง-เอ (KMG-A)		✓		1,450	41
5. ลำคูณ-เอ (LKN-A)		✓		5,273	149
6. ลำคูณ-บี (LKN-B)	✓			30,047	112
7. ลานกระบือ-เอช (LKU-H)		✓		3,217	91
8. แม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)		✓		6,021	170
9. หนองมะขาม-ไอ (NMM-I)		✓		1,322	38
10. หนองมะขาม- เจ (NMM-J)		✓		6,107	173
11. หนองมะขาม-คิว (NMM-Q)		✓		1,021	29
12. หนองอ้อ-ซี (NOH-C)		✓		1,675	48
13. หนองอ้อ-ดี (NOH-D)	✓			29,828	111
14. โนนพลวง-อี (NPG-E)		✓		2,117	60
15. โนนพลวง-เอฟ (NPG-F)		✓		1,327	38
16. สามพญา-เอ (SPA-A)		✓		3,954	112
17. สามพญา-บี (SPA-B)		✓		4,297	122
18. สามพญา-ดี (SPA-D)		✓		1,518	43
19. ตะแบกงาม–เอ (TBM-A)		✓		938	27
20. ทับแรต-อีเอ (TRT-EA)		✓		3,189	90
21. วังไม้สูง-ดี (WMG-D)		✓		3,029	86
22. วัดแตน-ดี (WTN-D)	✓			38,564	143
23. ยางเมือง-อี (YMG-E)	✓			30,557	114

หมายเหตุ: 1/ ฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A) เป็นฐานหลุมผลิตที่มีการก่อสร้างแล้วและมีสถานะปัจจุบันคือปิดหลุมชั่วคราว โดยโครงการฯ จะมีการปรับปรุงพื้นที่ภายในฐานดังกล่าวเทียบเคียงกับฐานที่จะก่อสร้างใหม่

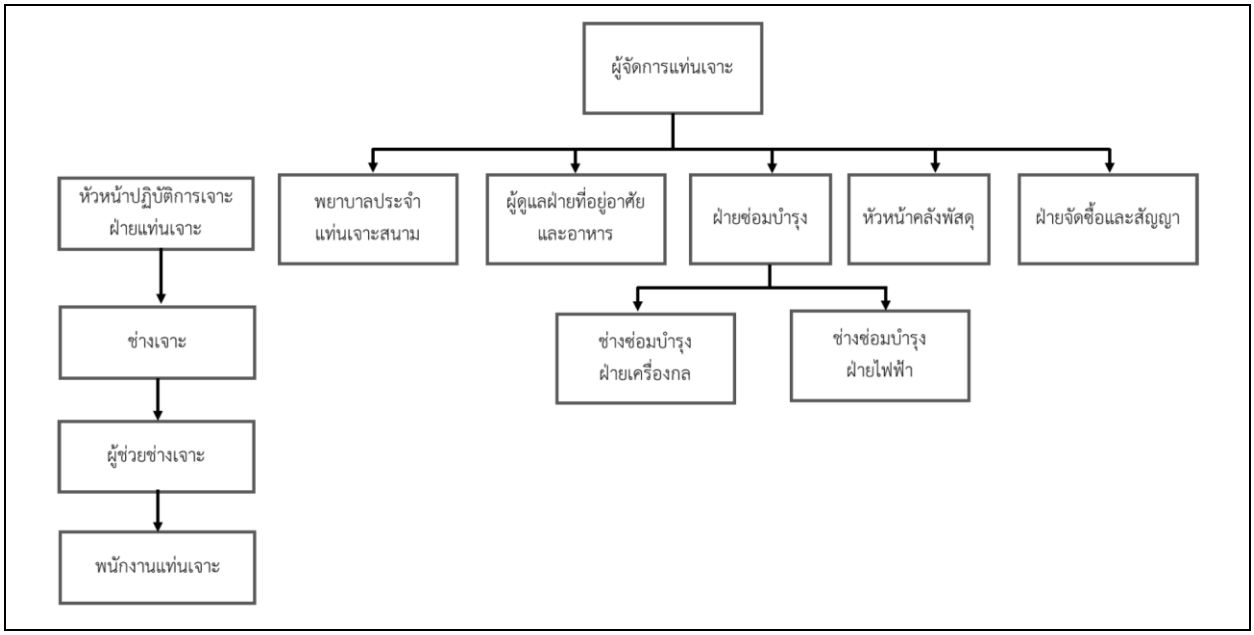
2.6.2 ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

กิจกรรมการเจาะหลุมปิโตรเลียมแต่ละหลุมรวมถึงกิจกรรมอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องในฐานหลุมผลิตจะดำเนินการตลอด 24 ชั่วโมง ตลอดระยะเวลาเฉลี่ยประมาณ 2 สัปดาห์ หรือประมาณ 15 วัน การเจาะหลุมปิโตรเลียมดำเนินการโดยบริษัทผู้รับเหมาเจาะภายใต้การควบคุมบริหารงานโดยเจ้าของโครงการฯ ในฐานะผู้ดำเนินการตามสัมปทานปิโตรเลียม และการกำกับดูแลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อให้การปฏิบัติงานของผู้รับสัมปทานเป็นไปตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม

การควบคุมการปฏิบัติการต่าง ๆ บนแท่นเจาะ จะอยู่ในความรับผิดชอบของผู้ควบคุมแท่นเจาะ (Drilling Superintendent) และเจ้าหน้าที่ฝ่ายต่าง ๆ ได้แก่ Rig Toolpusher, Night Toolpusher, Drillers, Rig Crews, M&E Engineers, Safety Engineer ฯลฯ ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าบริษัทผู้รับเหมาได้ดำเนินการตามมาตรฐานของเจ้าของโครงการฯ การปฏิบัติการภายในแท่นเจาะจะอยู่ภายใต้การควบคุมดูแลของเจ้าหน้าที่ฝ่ายประสานงานของเจ้าของโครงการฯ (Drilling Supervisor) โดยคำนึงถึงหลักปฏิบัติของระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environmental Management System, SSHE-MS) อย่างเคร่งครัด

ทั้งนี้ โครงการฯ จะจัดให้มีคู่มือ เอกสาร ระเบียบวิธีปฏิบัติงานต่าง ๆ ในด้านวิศวกรรม ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมประจำอยู่ที่แท่นเจาะเพื่อให้ผู้ปฏิบัติการเจาะได้ศึกษาและทบทวนอย่างต่อเนื่อง เช่น Drilling Procedures and Standards S1 Concession (**ภาคผนวก 2-3.5)**, Safety, Security, Health, and Environmental Manual หรือ SSHE-MS Manual (**ภาคผนวก 2-3.6**), S1 Waste Management and Disposal Procedure (**ภาคผนวก 2-3.7**), S1: Emergency Response Plan (**ภาคผนวก 2-3.8**) ฯลฯ ตัวอย่างแผนผังองค์กรการบริหารงานของแท่นเจาะ GW-80 ดังแสดงใน**รูปที่ 2-131**

พนักงานที่ปฏิบัติงานในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมมีจำนวนทั้งสิ้นประมาณ 100 คน ทำงานเป็นกะ กะละประมาณ 50 คน พนักงานโดยส่วนใหญ่จะพักอาศัยอยู่ในบ้านพักของบริษัทผู้รับเหมาและมีบางส่วนที่พักในที่พักชั่วคราวภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิต โดยที่พักของพนักงานบางส่วนที่พักอาศัยในบริเวณพื้นที่ฐานหลุมผลิตจะอยู่ในตู้คอนเทนเนอร์ ซึ่งทางโครงการฯ จัดเตรียมไว้จำนวน 8 ตู้ (แสดงใน**รูปที่ 2-132**) มีห้องพักจำนวนรวมทั้งหมด 30 ห้อง จำแนกเป็นห้องพักพนักงาน จำนวน 28 ห้อง และสำหรับผู้ควบคุมพนักงานอีก 2 ห้อง นอกจากนี้ ยังประกอบด้วยห้องน้ำ 4 ห้อง ห้องซักรีด และห้องปรุงอาหารและรับประทานอาหาร รวม 4 ห้อง



รูปที่ 2-131 ตัวอย่างแผนผังองค์กรการบริหารงานของแท่นเจาะ GW-80



รูปที่ 2-132 ตัวอย่างที่พักพนักงานในบริเวณพื้นที่ฐานหลุมผลิต

2.6.3 ระยะทดสอบหลุม

ในระหว่างการทดสอบหลุม จะมีพนักงานอยู่ประจำที่ฐานหลุมผลิตแบ่งเป็น 2 กะ กะละ 12 ชั่วโมง โดยมีพนักงานอยู่ประจำที่ฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งในช่วงเวลากลางวัน 2 คน คือ พนักงานปฏิบัติการภาคสนาม และพนักงานรักษาความปลอดภัย ส่วนในเวลากลางคืนจะมีพนักงานอยู่ประจำฐานหลุมผลิต 3 คน คือ พนักงานปฏิบัติการภาคสนาม 1 คน และเจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย (รปภ.) 2 คน รวมทั้ง 2 กะ มีพนักงานทั้งหมด 5 คน พนักงานจะพักอยู่ในที่พักภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิตนั้น ๆ ซึ่งมีลักษณะเป็นตู้คอนเทนเนอร์ จำนวน 1 ตู้ ประกอบด้วย ห้องพัก จำนวน 3 ห้อง จำแนกเป็นห้องพักพนักงาน จำนวน 1 ห้อง และสำหรับผู้ควบคุมพนักงาน 2 ห้อง และห้องน้ำ 1 ห้อง

2.6.4 ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต จะมีพนักงานเท่ากับในระยะทดสอบหลุม ซึ่งแบ่งเป็น 2 กะ กะละ 12 ชั่วโมง โดยมีพนักงานอยู่ประจำที่ฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งในช่วงเวลากลางวัน 2 คน คือ พนักงานปฏิบัติการภาคสนาม และพนักงานรักษาความปลอดภัย ส่วนในเวลากลางคืนจะมีพนักงานอยู่ประจำฐานหลุมผลิต 3 คน คือ พนักงานปฏิบัติการภาคสนาม 1 คน และเจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย (รปภ.) 2 คน รวมทั้ง 2 กะมีพนักงานทั้งหมด 5 คน โดยเวลาการทำงาน พนักงานจะพักอยู่ในที่พักภายในฐานหลุมผลิตนั้น ๆ ซึ่งลักษณะเป็นตู้คอนเทนเนอร์ จำนวน 1 ตู้ ประกอบด้วย ห้องพักจำนวน 3 ห้อง จำแนกเป็นห้องพักพนักงาน จำนวน 1 ห้อง และสำหรับผู้ควบคุมพนักงาน 2 ห้อง และห้องน้ำ 1 ห้อง

2.6.5 ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม

การก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะมีความแตกต่างกันตามกิจกรรมการก่อสร้างที่จะเกิดขึ้น ดังนี้

การก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ยังไม่ดำเนินการ

- แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมแบบบนดิน (Aboveground pipeline) ที่มีการเปิดพื้นที่ใหม่ ใช้เวลา 30 วัน ต่อความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม 1 กิโลเมตร
- แนวท่อลำเลียมปิโตรเลียมแบบใต้ดิน (Underground pipeline) ใช้เวลา 30 วัน ต่อความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม 1 กิโลเมตร

การก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม เพิ่มเติมในแนวท่อที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน

- แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมแบบบนดิน (Aboveground pipeline) ใช้เวลา 30 วัน ต่อความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม 1 กิโลเมตร
- แนวท่อลำเลียมปิโตรเลียมแบบใต้ดิน (Underground pipeline) ใช้เวลา 30 วัน ต่อความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม 1 กิโลเมตร

โดยเมื่อพิจารณาระยะเวลาที่ใช้ในการก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดทั้ง 2 แนวท่อ จะมีจำนวนพนักงาน และระยะเวลาในการก่อสร้างและติดตั้ง ดังนี้

1) **แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)** ซึ่งเป็นระบบท่อลอยวางอยู่บนฐานวางท่อ เป็นการเปลี่ยนจากท่อแบบ Multi-Phase ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว จำนวน 1 เส้น เป็นแบบ Single-Phase จำนวน 3 เส้น ประกอบด้วยท่อน้ำมันดิบขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว ท่อก๊าซขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3 นิ้ว และท่อน้ำจากกระบวนการผลิตขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว ระยะทาง 2.48 กิโลเมตร ทั้งนี้มีการปรับเปลี่ยนแนวการวางท่อก่อนเข้าสู่ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ระยะทางประมาณ 480 เมตร โดยไม่มีผลกระทบต่อระยะทางการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบ (ระยะทางการวางท่อเปลี่ยนแปลงจาก 2.58 กิโลเมตร เป็น 2.48 กิโลเมตร โดยมีระยะทางการวางท่อสั้น

ลง 100 เมตร) ปัจจุบันแนวท่อนี้เป็นแนวท่อที่ยังไม่มีการก่อสร้าง โดยจะวางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมแบบบนดิน (Aboveground pipeline) ที่มีการเปิดพื้นที่ใหม่ ใช้เวลา 30 วัน ต่อความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม 1 กิโลเมตร ดังนั้น จะใช้เวลาในการก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม ประมาณ 75 วัน หรือประมาณ 3 เดือน

กิจกรรมการก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมดำเนินการโดยผู้รับเหมาประจำของเจ้าของโครงการฯ ซึ่งมีประสบการณ์ในการก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมภายในแปลง S1 มีจำนวนพนักงานประมาณ 40 คน ดังนี้

- วิศวกรโครงการฯ (Project Engineer) จำนวน 1 คน
- วิศวกรควบคุมคุณภาพ (QA/QC) จำนวน 1 คน
- เจ้าหน้าที่ความปลอดภัย (HSE Officer) จำนวน 1 คน
- ช่างเชื่อม (Welder) จำนวน 8 คน
- ช่างประกอบแนวท่อ (Fitter) จำนวน 10 คน
- พนักงาน จำนวน 15 คน
- คนขับรถเครน/รถบรรทุกวัสดุก่อสร้าง จำนวน 4 คน

2) **แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)** โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) เป็นการเพิ่มจำนวนท่อลำเลียงปิโตรเลียม คือ ท่อลำเลียงน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาด 6 นิ้ว จำนวน 1 เส้น โดยแนวท่อนี้ เป็นแนวท่อที่มีการก่อสร้างแล้วและดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน ระยะทาง 10.6 กิโลเมตร มีช่วงที่เป็นการติดตั้งแนวท่อแบบบนดิน (Aboveground pipeline) เป็นระยะทาง 2.4 กิโลเมตร และช่วงที่วางแนวท่อลำเลียมปิโตรเลียมแบบใต้ดิน (Underground pipeline) เป็นระยะทาง 8.2 กิโลเมตร ดังนั้น โครงการฯ จะใช้เวลาในการติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมเส้นนี้ ประมาณ 318 วัน หรือประมาณ 11 เดือน

โดยกิจกรรมการก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมสำหรับแนวท่อที่มีการก่อสร้างแล้วและดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน จะมีตำแหน่งงานและจำนวนพนักงานประมาณ 40 คน ดังนี้

- วิศวกรโครงการฯ (Project Engineer) จำนวน 1 คน
- วิศวกรควบคุมคุณภาพ (QA/QC) จำนวน 1 คน
- เจ้าหน้าที่ความปลอดภัย (HSE Officer) จำนวน 1 คน
- ช่างเชื่อม (Welder) จำนวน 8 คน
- ช่างประกอบแนวท่อ (Fitter) จำนวน 10 คน

- พนักงาน จำนวน 15 คน
- คนขับรถเครน/รถบรรทุกวัสดุก่อสร้าง จำนวน 4 คน

ทั้งนี้ ที่พักของพนักงานทั้งหมดในช่วงการก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะพักอาศัยอยู่นอกพื้นที่ก่อสร้าง ในพื้นที่ก่อสร้างมีเพียงเต็นท์สำหรับวางเครื่องอุปโภคบริโภค และเป็นที่พักชั่วคราวเท่านั้น

2.6.6 ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมจะไม่มีพนักงานประจำอยู่ที่ฐานหลุมผลิตแต่อย่างใด

2.6.7 สรุปการจ้างงาน และที่พักอาศัย

กิจกรรมในระยะต่าง ๆ ของโครงการฯ จะดำเนินงานโดยผู้เชี่ยวชาญในแต่ละด้านทั้งชาวไทยและชาวต่างชาติที่มีประสบการณ์การทำงาน รวมถึงบริษัทคู่สัญญา หรือบริษัทผู้รับเหมาที่มีความพร้อมทั้งทางด้านอุปกรณ์ และบุคลากร ดังสรุปใน**ตารางที่ 2-49**

ตารางที่ 2-49 พนักงานที่ปฏิบัติงานในแต่ละระยะของโครงการฯ

กิจกรรมของโครงการฯ	ดำเนินการโดย	จำนวนพนักงานสูงสุด (คน/วัน)	จำนวนวันทำงาน (วัน)	ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน
ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต				
ฐานหลุมผลิตที่ขยายพื้นที่ปรับถมและพื้นที่ส่วนดาดคอนกรีตเพื่อรองรับหลุมปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้น	ผู้รับเหมาก่อสร้าง	70	27 - 173	เต็นท์หรือตู้คอนเทนเนอร์ที่พักชั่วคราวในช่วงเวลาทำงานของบริษัทผู้รับเหมา[1/]
ฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างใหม่		70	111 - 143	
ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม				
ปฏิบัติการภาคสนามและผู้ควบคุมพนักงาน	ผู้รับเหมาเจาะหลุมปิโตรเลียม	100	15	ตู้คอนเทนเนอร์ของบริษัทผู้รับเหมา
ระยะทดสอบหลุม				
ปฏิบัติการภาคสนาม และพนักงานรักษาความปลอดภัย	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	5	15 - 30	ป้อมยามในพื้นที่ฐานหลุมผลิตและตู้คอนเทนเนอร์
ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต				
ปฏิบัติการภาคสนาม และพนักงานรักษาความปลอดภัย	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	5	-	ป้อมยามในพื้นที่ฐานหลุมผลิตและตู้คอนเทนเนอร์
ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม และระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม[2/]				
ก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อฯ ที่มีการเปิดพื้นที่ใหม่	ผู้รับเหมาก่อสร้างแนวท่อฯ	40	75	เต็นท์ที่พักชั่วคราวในช่วงเวลาทำงานของบริษัทผู้รับเหมา[1/]
ติดตั้งแนวท่อในแนวท่อเดิม			318	

หมายเหตุ : [1/] ไม่มีการค้างคืนที่บริเวณพื้นที่ก่อสร้างและบริเวณฐานหลุมผลิต

[2/] ไม่มีพนักงานประจำอยู่ที่ฐานหลุมผลิตในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม (ในช่วงกิจกรรมการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม)

2.7 ระบบอำนวยความสะดวกและสาธารณูปโภคของโครงการ

2.7.1 การจัดหาน้ำ

2.7.1.1 ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

ระบบน้ำใช้ในช่วงการก่อสร้างฐานหลุมผลิตและถนนทางเข้า-ออกฐานหลุมผลิต ประกอบด้วย น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันและน้ำดื่มของคนงาน โดยจะมีปริมาณน้ำที่ต้องจัดหาแตกต่างกันตามกิจกรรมการก่อสร้างของฐานหลุมผลิตแต่ละประเภท ซึ่งจะใช้จำนวนพนักงานที่ต่างกัน ดังนี้

1) น้ำดื่มสำหรับคนงาน เป็นน้ำดื่มบรรจุขวด โดยหาซื้อจากแหล่งบริการน้ำต่าง ๆ ในพื้นที่ใกล้เคียงฐานหลุมผลิต

   - ฐานหลุมผลิตที่มีการขยายขนาดพื้นที่ปรับถมและพื้นที่ส่วนดาดคอนกรีตเพื่อรองรับจำนวนหลุมปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้น จะใช้จำนวนแรงงานในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิตประมาณ 70 คน/วัน คาดว่าโครงการฯ จะต้องจัดหาน้ำดื่มสำหรับคนงานประมาณ 140 ลิตร/วัน/ฐาน (คาดว่ามีปริมาณการบริโภคน้ำดื่ม 2 ลิตร/คน/วัน)

   - ฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้างและฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงที่ตั้งในการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ในครั้งนี้ รวมถึงฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A) ที่จะมีการปรับปรุงพื้นที่ภายในฐานเดิมเทียบเคียงกับฐานที่จะก่อสร้างใหม่ จะใช้จำนวนแรงงานเทียบเท่ากับการก่อสร้างฐานหลุมผลิตใหม่ โดยมีแรงงานที่ใช้ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต รวมประมาณ 70 คน จึงคาดว่าโครงการฯ จะต้องจัดหาน้ำดื่มสำหรับคนงานประมาณ 140 ลิตร/วัน/ฐาน

2) น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงานที่เกิดขึ้นในพื้นที่ก่อสร้าง มีเฉพาะน้ำใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม โดยโครงการฯ จะใช้น้ำจากเอกชนที่มีบริการขนน้ำ ซึ่งทางบริษัทผู้รับเหมาก่อสร้างเป็นผู้รับผิดชอบจัดหา

   - ฐานหลุมผลิตที่มีการขยายขนาดพื้นที่ปรับถมและพื้นที่ส่วนดาดคอนกรีตเพื่อรองรับจำนวนหลุมปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้น มีปริมาณความต้องการใช้น้ำประมาณ 4.9 ลูกบาศก์เมตร/วัน/ฐาน (คิดจากอัตราการใช้น้ำสำหรับสำนักงาน 70 ลิตร/คน/วัน, เกรียงศักดิ์ อุดมสินโรจน์, พ.ศ. 2537)

   - ฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้างและฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงที่ตั้งในการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ในครั้งนี้ รวมถึงฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A) ที่จะมีการปรับปรุงพื้นที่ภายในฐานเดิมเทียบเคียงกับฐานที่จะก่อสร้างใหม่ มีปริมาณความต้องการใช้น้ำประมาณ 4.9 ลูกบาศก์เมตร/วัน/ฐาน

3) น้ำใช้สำหรับการก่อสร้างและฉีดพรมถนน แหล่งน้ำใช้สำหรับการก่อสร้างและฉีดพรมถนนจะมาจากแหล่งน้ำของผู้รับเหมาก่อสร้าง ซึ่งมีปริมาณการใช้ประมาณวันละ 20 ลูกบาศก์เมตร/วัน เช่นเดียวกันสำหรับฐานหลุมผลิตทั้ง 2 กลุ่ม

2.7.1.2 ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

ระบบน้ำใช้ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมประกอบด้วยน้ำใช้ในการช่วยเจาะ น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงาน และน้ำดื่ม มีรายละเอียดดังนี้

1) น้ำดื่มสำหรับพนักงาน เป็นน้ำดื่มบรรจุขวด คาดว่ามีปริมาณการบริโภคน้ำ 2 ลิตร/คน/วัน หรือคิดเป็น 200 ลิตร/วัน/ฐาน แหล่งน้ำหาซื้อจากแหล่งบริการน้ำต่าง ๆ
2) น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงานในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ได้แก่ น้ำใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม น้ำใช้ในการซักล้าง ฯลฯ จากที่พักพนักงาน (Camp Site) และจากที่พักอาศัยชั่วคราวในฐานหลุมผลิต คาดว่ามีปริมาณการใช้น้ำสำหรับพนักงาน จำนวน 100 คน ประมาณ 20 ลูกบาศก์เมตร/วัน (อัตราการใช้น้ำจากที่พักอาศัย 200 ลิตร/คน-วัน, สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.), 2560) ซึ่งน้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงานได้มาจากบ่อเก็บน้ำบาดาลที่อยู่ในฐานหลุมผลิตของโครงการฯ
3) น้ำใช้สำหรับการเจาะในช่วงบน จะใช้น้ำธรรมชาติเป็นส่วนประกอบของโคลนเจาะประมาณ 152.86 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม สำหรับหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่มีการเจาะแบบ 2 ช่วง และประมาณ 243.36 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม สำหรับหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่มีการเจาะแบบ 3 ช่วง โดยโครงการฯ จะใช้น้ำจากบ่อน้ำใต้ดินภายในฐานหลุมผลิต ซึ่งมีความลึกบ่อน้ำใต้ดินภายในฐานหลุมผลิต ประมาณ 100 เมตร หรือตามความเหมาะสม น้ำจากบ่อใต้ดินจะถูกสูบนำมาพักไว้ที่ถังเก็บโคลน (Mud Tank) ขนาด 72 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งจัดเตรียมไว้ในในฐานหลุมผลิตทั้งหมดประมาณ 6 ถัง คิดเป็นความจุรวม 432 ลูกบาศก์เมตร

2.7.1.3 ระยะทดสอบหลุม

1) น้ำดื่มสำหรับพนักงาน เป็นน้ำดื่มบรรจุขวด คาดว่ามีปริมาณการบริโภคน้ำ 2 ลิตร/คน/วัน หรือคิดเป็น 10 ลิตร/วัน แหล่งน้ำหาซื้อจากแหล่งบริการน้ำต่าง ๆ ในพื้นที่ใกล้เคียงฐานหลุมผลิต
2) น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงานในระยะทดสอบหลุม มาจากน้ำใช้ในระบบสุขาภิบาลของพนักงานประจำฐานหลุมผลิตรวม 5 คน คาดว่ามีปริมาณการใช้น้ำประมาณ 1 ลูกบาศก์เมตร/วัน (อัตราการใช้น้ำจากที่พักอาศัย 200 ลิตร/คน-วัน, สผ., 2560) ซึ่งเจ้าของโครงการฯ จะจัดให้รถน้ำเข้ามาสูบจ่ายเข้าสู่ถังเก็บน้ำใช้ในฐานหลุมผลิต

2.7.1.4 ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

1) น้ำดื่มสำหรับพนักงาน เป็นน้ำดื่มบรรจุขวด คาดว่ามีปริมาณการบริโภคน้ำ 2 ลิตร/คน/วัน หรือคิดเป็น 10 ลิตร/วัน แหล่งน้ำหาซื้อจากแหล่งบริการน้ำต่าง ๆ

2) น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงานในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต มาจากน้ำใช้ในระบบสุขาภิบาลของพนักงานประจำฐานหลุมผลิตรวม 5 คน คาดว่ามีปริมาณการใช้น้ำประมาณ 1 ลูกบาศก์เมตร/วัน (อัตราการใช้น้ำจากที่พักอาศัย 200 ลิตร/คน/วัน, สผ., 2560) ซึ่งเจ้าของโครงการฯ จะจัดให้รถน้ำเข้ามาสูบจ่ายเข้าสู่ถังเก็บน้ำใช้ในฐานหลุมผลิต

2.7.1.5 ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม

น้ำใช้ในระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะนำไปใช้ในกิจกรรมการก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) น้ำดื่มสำหรับพนักงาน ได้จากน้ำขวดที่หาซื้อจากแหล่งบริการน้ำต่าง ๆ โดยมีปริมาณการบริโภคน้ำ 2 ลิตร/คน/วัน

   — แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) คาดว่าจะใช้น้ำดื่มสำหรับพนักงานคิดเป็น 80 ลิตร/วัน หรือ 0.08 ลูกบาศก์เมตร/วัน

   — แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) คาดว่าจะใช้น้ำดื่มสำหรับพนักงานคิดเป็น 80 ลิตร/วัน หรือ 0.08 ลูกบาศก์เมตร/วัน

2) น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงาน ซึ่งทั้งหมดพักอาศัยอยู่ภายนอกพื้นที่ก่อสร้างแนวท่อ ดังนั้น น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงานที่เกิดขึ้นในพื้นที่ก่อสร้าง จึงมีเฉพาะน้ำใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม ซึ่งคิดจากอัตราการใช้น้ำสำหรับสำนักงาน 70 ลิตร/คน/วัน (*เกรียงศักดิ์ อุดมสินโรจน์, 2537*) โดยปริมาณความต้องการใช้น้ำสำหรับพนักงานในระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมดังกล่าว จะใช้น้ำจากเอกชนที่มีบริการขนน้ำ ซึ่งทางบริษัทผู้รับเหมาก่อสร้างเป็นผู้รับผิดชอบจัดหา

   — แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) คาดว่าจะมีปริมาณความต้องการใช้น้ำประมาณ 2.8 ลูกบาศก์เมตร/วัน

   — แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) คาดว่าจะใช้น้ำดื่มสำหรับพนักงานคิดเป็น 2.8 ลูกบาศก์เมตร/วัน

3) น้ำใช้ในกิจกรรมการทดสอบการรั่วไหลด้วยวิธีชลสถิตย์ (Hydrostatic Test) โครงการฯ จะใช้น้ำจากบ่อบาดาลภายในฐานหลุมผลิตซึ่งเป็นฐานต้นทางของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยโครงการฯ ประเมินปริมาณน้ำที่ใช้ในการทดสอบการรั่วไหลตลอดแนวเส้นท่อโดยวิธีชลสถิตย์ จากขนาดเส้น

ผ่านศูนย์กลางภายใน (Inside Diameter) ของท่อลำเลียงปิโตรเลียม ทั้งนี้ จากการคำนวณปริมาตรน้ำที่ต้องใช้ในการทดสอบท่อของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ซึ่งมีความยาว 2.48 กิโลเมตร พบว่า โครงการฯ จะต้องใช้น้ำระหว่าง 5.68 – 29.96 ลูกบาศก์เมตร ในการทดสอบท่อแต่ละเส้นซึ่งจะดำเนินการไม่พร้อมกัน ส่วนแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) ซึ่งมีความยาว 10.6 กิโลเมตร พบว่า โครงการฯ จะต้องใช้น้ำ 128.06 ลูกบาศก์เมตร ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-50**

ตารางที่ 2-50 ปริมาตรน้ำที่ใช้ในการทดสอบการรั่วไหลของท่อโดยวิธีชลสถิตย์

ท่อลำเลียงปิโตรเลียมเชื่อมต่อระหว่างฐานหลุมผลิต[1/]	จำนวนท่อลำเลียงปิโตรเลียม (ท่อ)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง (นิ้ว)	ความยาวท่อโดยประมาณ (กิโลเมตร)	ปริมาตรน้ำที่ใช้ (ลูกบาศก์เมตร)
แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)	3	ท่อก๊าซขนาด 3 นิ้ว	2.48	5.68
		ท่อน้ำมันดิบขนาด 6 นิ้ว		29.96
		ท่อน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาด 6 นิ้ว		29.96
แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D)	1	ท่อน้ำจากกระบวนการผลิต ขนาด 6 นิ้ว	10.6	128.06

หมายเหตุ: 1/ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อ 3 นิ้ว และหนา 0.438 นิ้ว ดังนั้น ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อลำเลียงปิโตรเลียม เท่ากับ 2.124 นิ้ว (0.054 เมตร)

2/ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อ 6 นิ้ว และหนา 0.562 นิ้ว ดังนั้น ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อลำเลียงปิโตรเลียม เท่ากับ 4.876 นิ้ว (0.124 เมตร)

2.7.1.6 สรุปการจัดหาน้ำ

สรุปประเภทของน้ำใช้ วิธีการจัดหาน้ำ และปริมาณน้ำใช้ในการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ แต่ละระยะได้ดัง**ตารางที่ 2-51**

ตารางที่ 2-51 สรุปประเภทของน้ำและปริมาณการใช้น้ำแต่ละประเภทในการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ

กิจกรรมของโครงการฯ	ประเภทของน้ำที่ต้องใช้	วิธีการจัดหาน้ำ	ปริมาณน้ำใช้ (ลูกบาศก์เมตร/วัน/ฐานหรือแนวท่อ)
ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต			
การขนส่งและการก่อสร้างฐานหลุมผลิต	น้ำดื่ม	น้ำดื่มบรรจุขวดจากร้านสะดวกซื้อในชุมชน	0.14[1/]
	น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงาน	แหล่งน้ำใช้ของผู้รับเหมาก่อสร้าง	4.9[2/]
	น้ำสำหรับการก่อสร้างและฉีดพรมถนน	แหล่งน้ำใช้ของผู้รับเหมาก่อสร้าง	20.0[1/]
ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม			
การเจาะหลุมปิโตรเลียม การหยั่งธรณีหลุมเจาะ และการเตรียมหลุมผลิต	น้ำดื่ม	น้ำดื่มบรรจุขวดจากร้านสะดวกซื้อในชุมชน	0.2[1/]
	น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงาน	น้ำบาดาลจากบ่อบาดาลที่เจาะไว้บริเวณฐานหลุมผลิต	20.0[3/]
	น้ำใช้ในการเจาะ	น้ำบาดาลจากบ่อบาดาลที่เจาะไว้บริเวณฐานหลุมผลิต	152.86-243.36
ระยะทดสอบหลุม			
การทดสอบหลุม	น้ำดื่ม	น้ำดื่มบรรจุขวดจากร้านสะดวกซื้อในชุมชน	0.01[1/]
	น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงาน	น้ำบาดาลจากบ่อบาดาลที่เจาะไว้บริเวณฐานหลุมผลิต	1.0[3/]
ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต			
การผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต	น้ำดื่ม	น้ำดื่มบรรจุขวดจากร้านสะดวกซื้อในชุมชน	0.01[1/]
	น้ำใช้ในกิจกรรมต่าง ๆ ในชีวิตประจำวันของพนักงาน	น้ำบาดาลจากบ่อบาดาลที่เจาะไว้บริเวณฐานหลุมผลิต	1.0[3/]
ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม			
การก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	น้ำดื่ม	น้ำดื่มบรรจุขวดจากร้านสะดวกซื้อในชุมชน	0.08[1/]
	น้ำใช้สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานก่อสร้างแนวท่อ	แหล่งน้ำใช้ของผู้รับเหมาก่อสร้าง	2.8[2/]
	น้ำจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อโดยวิธีชลสถิตย์	บ่อบาดาลภายในฐานหลุมผลิตซึ่งเป็นฐานต้นทางของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	5.68-128.06

หมายเหตุ: 1/ ข้อมูลการใช้น้ำที่ผ่านมาของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2564)

2/ คิดจากอัตราการใช้น้ำสำหรับสำนักงาน 70 ลิตรต่อคนต่อวัน (เกรียงศักดิ์ อุดมสินโรจน์, 2539)

3/ คิดจากอัตราการใช้น้ำจากที่พักอาศัย 200 ลิตรต่อคนต่อวัน (สผ., 2560)

2.7.2 การจัดหาพลังงาน

2.7.2.1 ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

กิจกรรมหลักในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต คือ การปรับถมพื้นที่และการดาดคอนกรีต ซึ่งจะดำเนินการก่อสร้างในช่วงเวลาการทำงานปกติ คือ 08.00 – 17.00 น. เท่านั้น โดยยานพาหนะที่ใช้ในโครงการฯ ได้แก่ รถบรรทุก รถแบคโฮ รถเครน โดยมีการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในบางกิจกรรม เช่น กิจกรรมการติดตั้งประตูทางเข้าและป้ายหน้าฐานหลุมผลิต และการเชื่อม Conductor pipe เป็นต้น ซึ่งโครงการฯ จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 50 กิโลวัตต์ มีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันดีเซล) ประมาณ 15 ลิตร/วัน ซึ่งโครงการฯ จะมีการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียง 3 วัน/ฐานหลุมผลิตเท่านั้น

2.7.2.2 ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

ในช่วงการเจาะหลุมปิโตรเลียม โครงการฯ จะใช้ไฟฟ้าเพื่อให้แสงสว่างในที่พักชั่วคราวของพนักงาน และใช้ในการทำงานของเครื่องยนต์ต่าง ๆ และระบบผสมโคลนเจาะของแท่นเจาะ รวมถึงอุปกรณ์สำนักงานในบริเวณฐานหลุมผลิต ฯลฯ โดยกระแสไฟฟ้าจะมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ขนาด 1,450 กิโลวัตต์ จำนวน 3 เครื่อง ของแท่นเจาะ ซึ่งจะใช้งาน 2 เครื่อง และสำรองใช้งาน 1 เครื่อง (ดังแสดงใน**รูปที่ 2-133**) ซึ่งมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันดีเซล) ประมาณ 3,000 ลิตร/วัน โดยระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมจะใช้เวลา 15 วัน/หลุมเจาะ ส่วนยานพาหนะที่ใช้ในโครงการฯ ได้แก่ รถบรรทุก รถขนส่งแท่นเจาะ หรือเครื่องจักรต่าง ๆ จะใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง



รูปที่ 2-133 ตัวอย่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลประจำแท่นเจาะ

2.7.2.3 ระยะทดสอบหลุม

ในช่วงการทดสอบหลุมมีระยะเวลาประมาณ 15-30 วัน/หลุม ซึ่งโครงการฯ จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 200 กิโลวัตต์ มีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันดีเซล) ประมาณ 120 ลิตร/วัน เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า สำหรับให้ความสว่างภายในที่พักชั่วคราว และใช้ในการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ในช่วงการทดสอบหลุม ส่วนยานพาหนะที่ใช้ในโครงการฯ ได้แก่ รถบรรทุกน้ำมันดิบ และเครื่องจักรต่าง ๆ จะใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในการทำงาน

2.7.2.4 ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต โครงการฯ จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับฐานหลุมผลิตที่ไม่มีสายส่งไฟฟ้าจากในพื้นที่ผลิตหรือจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 120 กิโลวัตต์ จำนวน 1 เครื่อง มีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันดีเซล) ประมาณ 576 ลิตร/วัน เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายไฟให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ Beam Pump และอุปกรณ์การผลิตอื่น ๆ เช่น Air compressor, Deep well pump รวมถึงให้ความร้อนกับเครื่องแยกก๊าซและถังเก็บน้ำมันดิบ และให้ความสว่างภายในที่พักชั่วคราวภายในฐานหลุมผลิต เป็นต้น โดยปริมาณการใช้งานอาจแตกต่างกันขึ้นอยู่กับลักษณะของกิจกรรมในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีการย้ายสถานที่ตามการย้ายตำแหน่งของอุปกรณ์การผลิตแบบ MPF ในส่วนของสถานีผลิตหลักลานกระบือ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงให้กับเครื่องผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับใช้ในกระบวนการผลิต

ทั้งนี้ ในกรณีที่ฐานหลุมผลิตใดมีศักยภาพในการผลิตเชิงพาณิชย์ โครงการฯ จะพิจารณาใช้ไฟฟ้า โดยประสานงานกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อขอรับบริการจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโครงการฯ ต่อไป ส่วนยานพาหนะที่ใช้ในโครงการฯ ได้แก่ รถบรรทุกน้ำมันดิบ รถกระบะบรรทุกของเสีย และเครื่องจักรต่าง ๆ จะใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในการทำงาน

2.7.2.5 ระยะก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ในช่วงกิจกรรมการก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 120 กิโลวัตต์ จำนวน 1 เครื่อง มีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันดีเซล) ประมาณ 576 ลิตร/วัน ผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อใช้ในการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ภายในพื้นที่ก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ส่วนยานพาหนะที่ใช่ในโครงการฯ ได้แก่ รถบรรทุก รถแบคโฮ รถเครน หรือเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ใช้ในการติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในการทำงาน

2.7.2.6 ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ในช่วงกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม โครงการฯ จะยังคงใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 120 กิโลวัตต์ จำนวน 1 เครื่อง มีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันดีเซล) ประมาณ 576 ลิตร/วัน ผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อให้ความสว่างภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิต และใช้ในการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิต

2.7.2.7 สรุปการจัดหาพลังงาน

สรุปรายละเอียดปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงดีเซล สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ปริมาณการจัดเก็บเพื่อใช้งาน และวิธีการจัดการตามระยะการดำเนินงานของโครงการฯ มีรายละเอียดดังแสดงใน **ตารางที่ 2-52** โดยโครงการฯ จัดให้มีรถขนส่งน้ำมันดีเซล ขนาด 36,000 ลิตร สำหรับขนส่งน้ำมันดีเซลจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง เพื่อสำรองไว้ในถังกักเก็บที่จัดเตรียมไว้ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ระยะทดสอบหลุม ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต และระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม ซึ่งเมื่อมีปริมาณคงเหลือในถังน้อยกว่าร้อยละ 30 ของปริมาตรกักเก็บ รถขนส่งน้ำมันดีเซลของโครงการฯ จะเข้ามาเติมน้ำมันตามแผนงานที่กำหนดไว้ ซึ่งจะไม่เกินวันละ 1 เที่ยวต่อฐานหลุมผลิตในทุกระยะดำเนินการที่เกี่ยวข้อง

ตารางที่ 2-52 ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในแต่ละระยะของโครงการฯ

ระยะดำเนินงาน	อัตราการใช้เชื้อเพลิง	จำนวนวันที่ใช้งาน (วัน)	ปริมาณจัดเก็บ (ลูกบาศก์เมตร)	การใช้งาน การขนส่ง การกักเก็บ และมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย
ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต	15 ลิตร/วัน/ฐานหลุมผลิต	3	-	กิจกรรมหลักในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต คือ การปรับถมพื้นที่และการดาดคอนกรีต ซึ่งจะดำเนินการก่อสร้างในช่วงเวลาการทำงานปกติ คือ 08.00 – 17.00 น. เท่านั้น โดยยานพาหนะที่ใช้ในโครงการฯ ได้แก่ รถบรรทุก รถแบคโฮ รถเครน โดยมีการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในบางกิจกรรม เช่น กิจกรรมการติดตั้งประตูทางเข้าและป้ายหน้าฐานหลุมผลิต และการเชื่อม Conductor pipe เป็นต้น ซึ่งโครงการฯ จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 50 กิโลวัตต์ ในระยะนี้มีการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงดีเซล ในพื้นที่ก่อสร้างเพียง 3 วัน/ฐานหลุมผลิต เท่านั้น โดยมีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันดีเซล) ประมาณ 15 ลิตร/วัน จึงไม่มีการเก็บน้ำมันดีเซลภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิต ในกรณีที่ต้องการเติมเชื้อเพลิงให้กับเครื่องจักรในพื้นที่โครงการฯ ผู้รับเหมาก่อสร้างจะบรรทุกถังน้ำมันดีเซล (ถังเหล็ก) มาเติมให้กับเครื่องจักรภายในพื้นที่ก่อสร้าง โดยมีการใช้ถาดรองรับน้ำมันรองขณะเติมน้ำมันทุกครั้ง เพื่อป้องกันการหกรั่วไหลสู่สิ่งแวดล้อม
ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม	3,000 ลิตร/วัน/ฐานหลุมผลิต	15	60	ในช่วงการเจาะหลุมปิโตรเลียม โครงการฯ จะใช้ไฟฟ้าเพื่อให้แสงสว่างในที่พักชั่วคราวของพนักงาน และใช้ในการทำงานของเครื่องยนต์ต่าง ๆ และระบบผสมโคลนเจาะของแท่นเจาะ รวมถึงอุปกรณ์สำนักงานในบริเวณฐานหลุมผลิต ฯลฯ โดยกระแสไฟฟ้าจะมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ขนาด 1,450 กิโลวัตต์ จำนวน 3 เครื่อง ของแท่นเจาะ ซึ่งจะใช้งาน 2 เครื่อง และสำรองใช้งาน 1 เครื่อง ส่วนยานพาหนะที่ใช้ในโครงการฯ ได้แก่ รถบรรทุก รถขนส่งแท่นเจาะ หรือเครื่องจักรต่าง ๆ จะใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง โครงการฯ จัดให้มีถังบรรจุน้ำมันดีเซล (คอนเทนเนอร์เหล็ก) ขนาดความจุ 60 ลูกบาศก์เมตร ตั้งอยู่ประจำพื้นที่ฐานหลุมผลิต เพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะถูกจัดวางในถังเหล็ก (Secondary Containment) ขนาดกว้าง 3.0 เมตร x ยาว 12.5 เมตร x สูง 3.435 เมตร คิดเป็นความจุประมาณ 129 ลูกบาศก์เมตร เพื่อป้องกันการหกรั่วไหลสู่

ตารางที่ 2-52 ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในแต่ละระยะของโครงการฯ (ต่อ)

ระยะดำเนินงาน	อัตราการใช้เชื้อเพลิง	จำนวนวันที่ใช้งาน (วัน)	ปริมาณจัดเก็บ (ลูกบาศก์เมตร)	การใช้งาน การขนส่ง การกักเก็บ และมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย
				สิ่งแวดล้อม ซึ่งสามารถรองรับกรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมันดีเซลได้อย่างเพียงพอ สำหรับการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะดำเนินการโดยรถขนส่งน้ำมันดีเซล ขนาด 36,000 ลิตร ประมาณสัปดาห์ละ 1 ครั้ง หรืออาจปรับเปลี่ยนแผนการขนส่งตามความเหมาะสม ขึ้นอยู่กับลักษณะของกิจกรรมในแต่ละช่วงเวลา ทั้งนี้ ปริมาณน้ำมันดีเซลในถังกักเก็บจะสามารถสำรองใช้งานได้นานประมาณ 14 วัน โดยเมื่อปริมาณคงเหลือในถังน้อยกว่าร้อยละ 30 ของปริมาตรกักเก็บ รถขนส่งน้ำมันดีเซลของโครงการฯ จะเข้ามาเติมน้ำมันตามแผนการขนส่งที่กำหนดไว้ ประมาณ 1 เที่ยว/สัปดาห์/ฐานหลุมผลิต
ระยะทดสอบหลุม	120 ลิตร/วัน/ฐานหลุมผลิต	15-30	2.2	โครงการฯ จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลซึ่งติดตั้งไว้ภายในฐานหลุมผลิต เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า จ่ายไฟให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ Beam Pump และอุปกรณ์การผลิตอื่น ๆ เช่น Air compressor, Deep well pump รวมถึงให้ความร้อนกับเครื่องแยกก๊าซและถังเก็บน้ำมันดิบ และให้ความสว่างภายในที่พักชั่วคราวภายในฐานหลุมผลิต เป็นต้น ส่วนยานพาหนะที่ใช้ในโครงการฯ ได้แก่ รถบรรทุกน้ำมันดิบ รถกระบะบรรทุกของเสีย และเครื่องจักรต่าง ๆ จะใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในการทำงาน โดยโครงการฯ จัดให้มีถังบรรจุน้ำมันดีเซล (ถังเหล็กสี่เหลี่ยม) ขนาดกว้าง 1.20 เมตร x ยาว 1.20 เมตร x สูง 1.52 เมตร คิดเป็นความจุประมาณ 2.2 ลูกบาศก์เมตร (2,200 ลิตร) ตั้งอยู่ประจำพื้นที่ฐานหลุมผลิต ซึ่งจะถูกจัดวางอยู่บนถาดเหล็กรองรับ (Secondary Containment) ขนาดกว้าง 1.65 เมตร x ยาว 2.50 เมตร x สูง 0.60 เมตร คิดเป็นความจุประมาณ 2.475 ลูกบาศก์เมตร (2,400 ลิตร) เพื่อป้องกันการหกรั่วไหลสู่สิ่งแวดล้อม ซึ่งสามารถรองรับกรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมันดีเซลได้อย่างเพียงพอ
ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต*	576 ลิตร/วัน/ฐานหลุมผลิต	จนสิ้นสุดการผลิตในฐานหลุมผลิตนั้น	2.2	

ตารางที่ 2-52 ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในแต่ละระยะของโครงการฯ (ต่อ)

ระยะดำเนินงาน	อัตราการใช้เชื้อเพลิง	จำนวนวันที่ใช้งาน (วัน)	ปริมาณจัดเก็บ (ลูกบาศก์เมตร)	การใช้งาน การขนส่ง การกักเก็บ และมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย
				สำหรับการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะดำเนินการโดยรถขนส่งน้ำมันดีเซล ขนาด 36,000 ลิตร ประมาณสัปดาห์ละ 1 ครั้ง ในระยะทดสอบหลุม (ปริมาณน้ำมันดีเซลในถังกักเก็บจะสามารถสำรองใช้งานได้นานประมาณ 12 วัน) และทุก ๆ 2 วันในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต หรืออาจปรับเปลี่ยนแผนการขนส่งตามความเหมาะสม ขึ้นอยู่กับลักษณะของกิจกรรมในแต่ละช่วงเวลา ทั้งนี้ เมื่อปริมาณน้ำมันดีเซลคงเหลือในถังน้อยกว่าร้อยละ 30 ของปริมาตรกักเก็บ รถขนส่งน้ำมันดีเซลของโครงการฯ จะเข้ามาเติมน้ำมันตามแผนการขนส่งที่กำหนดไว้
ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม				
กิจกรรมการก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	576 ลิตร/วัน	ร้อยละ 75 ของจำนวนวันก่อสร้าง — แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ใช้ระยะเวลาประมาณ 75 วัน — แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และ	-	ในช่วงกิจกรรมการก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 120 กิโลวัตต์ จำนวน 1 เครื่อง ผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อใช้ในการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ภายในพื้นที่ก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ในระยะนี้ไม่มีการจัดเก็บน้ำมันเชื้อเพลิง (ดีเซล) ในพื้นที่ก่อสร้างแต่อย่างใด ในกรณีที่ต้องการเติมเชื้อเพลิงให้กับเครื่องจักรในพื้นที่โครงการฯ ผู้รับเหมาก่อสร้างจะบรรทุกถังน้ำมันดีเซล (ถังเหล็ก) มาเติมให้กับเครื่องจักรภายในพื้นที่ก่อสร้าง โดยมีการใช้ถาดรองรับน้ำมันรองขณะเติมน้ำมันทุกครั้ง เพื่อป้องกันการหกรั่วไหลสู่สิ่งแวดล้อม

ตารางที่ 2-52 ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในแต่ละระยะของโครงการฯ (ต่อ)

ระยะดำเนินงาน	อัตราการใช้เชื้อเพลิง	จำนวนวันที่ใช้งาน (วัน)	ปริมาณจัดเก็บ (ลูกบาศก์เมตร)	การใช้งาน การขนส่ง การกักเก็บ และมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย
		ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) ใช้ระยะเวลาประมาณ 318 วัน		
ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม				
กิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	576 ลิตร/วัน/ฐานหลุมผลิต	จนสิ้นสุดการผลิตในฐานหลุมผลิตนั้น	2.2	ในช่วงกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม โครงการฯ จะยังคงใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 120 กิโลวัตต์ จำนวน 1 เครื่อง ผลิตกระแสไฟฟ้า เพื่อให้ความสว่างภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิต และใช้ในการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิต โดยโครงการฯ จัดให้มีถังบรรจุน้ำมันดีเซล (ถังเหล็กสี่เหลี่ยม) ขนาดกว้าง 1.20 เมตร x ยาว 1.20 เมตร x สูง 1.52 เมตร คิดเป็นความจุประมาณ 2.2 ลูกบาศก์เมตร (2,200 ลิตร) ตั้งอยู่ประจำพื้นที่ฐานหลุมผลิต เพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะถูกจัดวางอยู่บนถาดเหล็กรองรับ (Secondary Containment) ขนาดกว้าง 1.65 เมตร x ยาว 2.50 เมตร x สูง 0.60 เมตร คิดเป็นความจุประมาณ 2.475 ลูกบาศก์เมตร (2,400 ลิตร) เพื่อป้องกันการหกรั่วไหลสู่สิ่งแวดล้อม ซึ่งสามารถรองรับกรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมันดีเซลได้อย่างเพียงพอ สำหรับการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลจะดำเนินการขนส่งมาที่ฐานหลุมผลิตเช่นเดียวกับในระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิต

หมายเหตุ: *ในกรณีที่ฐานหลุมผลิตใดมีศักยภาพในการผลิตเชิงพาณิชย์ ทางโครงการฯ จะพิจารณาใช้ไฟฟ้า โดยประสานงานกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อขอรับบริการจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโครงการฯ ต่อไป

2.7.3 การขนส่ง

2.7.3.1 ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

กิจกรรมการขนส่งหลัก ๆ ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต ประกอบด้วย การขนส่งวัสดุถมที่ใช้ในการก่อสร้างฐานหลุมผลิตและถนนทางเข้า การขนส่งคอนกรีต การขนส่งวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้าง การขนส่งพนักงาน น้ำใช้ และการขนส่งของเสียไม่อันตรายไปกำจัด โดยฐานหลุมผลิตและท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในรายงานฉบับนี้มีฐานหลุมผลิตที่มีกิจกรรมการก่อสร้างทั้งหมด 23 แห่ง ที่เป็นการปรับปรุงขนาดพื้นที่ฐานหลุมผลิตจากที่ได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โดยแบ่งเป็น ฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้าง และฐานหลุมผลิตก่อสร้างแล้วและกำลังดำเนินการอยู่ จำนวน 5 แห่ง และ 18 แห่ง ตามลำดับ

สำหรับฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้างจะต้องมีการก่อสร้างถนนทางเข้า-ออก ฐานหลุมผลิต โดยเจ้าของโครงการฯ จะเข้าสำรวจสภาพปัจจุบันของถนนสายต่าง ๆ และหากพบว่าควรมีการปรับปรุงถนน ทางโครงการฯ จะทำการวางแผนการปรับปรุงถนนเดิมที่จะใช้เป็นเส้นทางการขนส่งของโครงการฯ อีกครั้ง โดยมีรายละเอียดการขนส่งของโครงการฯ ดังนี้

(1) การขนส่งวัสดุถมที่ใช้ในการก่อสร้างฐานหลุมผลิตและถนนทางเข้า

การขนส่งวัสดุถม (ดิน ดินลูกรัง และทราย) ที่จะใช้ในการปรับถมระดับพื้นที่ฐานหลุมผลิตและถนนทางเข้าฐาน ใช้รถบรรทุกขนาด 10 ล้อในการขนส่ง (รถ 10 ล้อ 1 คัน สามารถบรรทุกได้ประมาณ 10 ลูกบาศก์เมตร) และมีระยะเวลาการดำเนินงานขนส่งวัสดุถมต่อฐานหลุมผลิตรวมทั้งสิ้นประมาณ 27-173 วัน (ประมาณ 1-6 เดือน) โดยปริมาณวัสดุถมที่ใช้ในการก่อสร้างฐานหลุมผลิตและถนนทางเข้า สรุปได้ดัง**ตารางที่ 2-53** ซึ่งจะต้องใช้รถขนส่งวัสดุถมจำนวนระหว่าง 6-49 คัน/วัน/ฐานหลุมผลิต ดัง**ตารางที่ 2-54** โดยเส้นทางการขนส่ง ดินลูกรัง และทราย แสดงดัง**รูปที่ 2-134** และ**รูปที่ 2-135** ตามลำดับ

(2) การขนส่งคอนกรีต

การขนส่งคอนกรีตจะขนส่งในช่วงที่มีงานคอนกรีตในระยะเวลา 30 วัน ซึ่งใช้จำนวนการขนส่งสูงสุด 1-14 คัน/วัน/ฐานหลุมผลิต รวมจำนวนเที่ยวขนส่งทั้งหมด 134 คัน หรือ 268 เที่ยว (ไป-กลับ) ระยะทางเฉลี่ยในการขนส่งคอนกรีตจากอำเภอเมืองพิษณุโลกไปยังฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ประมาณ 52 กิโลเมตร ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-54** โดยใช้เส้นทางคมนาคมขนส่งดังแสดงใน**รูปที่ 2-136**

(3) การขนส่งวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้าง

การขนส่งวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างใช้รถบรรทุก 10 ล้อ โดยในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิตโครงการฯ จะขนส่งวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้าง 2 ช่วง ได้แก่ ช่วงก่อนเริ่มการก่อสร้าง และหลังจากการก่อสร้างแล้วเสร็จ ซึ่งมีปริมาณการขนส่งช่วงละ 10 เที่ยวต่อวันต่อฐานหลุมผลิต โดยขนส่งอุปกรณ์จากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาซึ่งอยู่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ มีระยะทางในการขนส่งประมาณ 5 - 88 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิตที่จะดำเนินการก่อสร้างและปรับปรุงขนาดพื้นที่ฐานหลุมผลิตทั้ง 23 แห่ง สรุประยะทางในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์จากสำนักงานของผู้รับเหมา ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-54** โดยใช้เส้นทางคมนาคมขนส่งดังแสดงใน**รูปที่ 2-137**

(4) การขนส่งคนงาน

การขนส่งพนักงานใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก โดยขนส่งพนักงานจำนวน 70 คน วันละ 7 เที่ยว โดยจะขนส่งจากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาที่ตั้งอยู่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ มีระยะทางในการขนส่งประมาณ 5 - 88 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิตที่จะดำเนินการก่อสร้างและปรับปรุงขนาดพื้นที่ฐานหลุมผลิตทั้ง 23 แห่ง สรุประยะทางในการขนส่งพนักงานจากสำนักงานของผู้รับเหมา ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-54** โดยใช้เส้นทางคมนาคมขนส่ง ดังแสดงใน**รูปที่ 2-137**

(5) การขนส่งน้ำใช้

ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต จะใช้น้ำในกิจกรรมต่าง ๆ ประมาณ 24.9 ลูกบาศก์เมตร/วัน/ฐานหลุมผลิต โดยแบ่งเป็นน้ำใช้ในชีวิตประจำวันของพนักงาน 4.9 ลูกบาศก์เมตร/วัน และน้ำใช้ในการก่อสร้างและฉีดพรมถนนประมาณ 20 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งโครงการฯ จะใช้รถบรรทุกน้ำขนาด 10 ลูกบาศก์เมตร ขนส่งวันละ 3 เที่ยว โดยมีระยะทางในการขนส่งน้ำใช้จากสำนักงานของผู้รับเหมาที่อยู่ติดกับสถานีผลิตลานกระบือ ไปยังฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ระหว่าง 5 - 88 กิโลเมตร ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-54** โดยใช้เส้นทางคมนาคมขนส่ง ดังแสดงใน**รูปที่ 2-137**

(6) การขนส่งของเสียไม่อันตราย

ของเสียในส่วนที่เป็นของเสียไม่อันตราย ซึ่งประกอบด้วย ของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้และของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ ที่เกิดจากกิจกรรมของพนักงานก่อสร้างจำนวน 70 คน คิดเป็นปริมาณ 70 กิโลกรัม/วัน (คิดจากอัตราการเกิดของเสียไม่อันตรายที่ 1 กิโลกรัม/คน/วัน, สผ. 2560) หรือ 0.12 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ความหนาแน่นของของเสียไม่อันตรายประมาณ 1 ตัน/ 3 ลูกบาศก์เมตร) จะถูกขนส่งไปรวบรวม ณ พื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาก่อสร้างใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ โดยจะใช้รถขนส่งของเสียไม่อันตรายแบบปิคอัพขนาดความจุ 3 ลูกบาศก์เมตร/คัน อย่างน้อยสัปดาห์ละ 2 เที่ยว หรือ 3 วัน/เที่ยว โดยใช้รถขนส่งเที่ยวละ 1 คัน (เมื่อคิดจำนวนเที่ยวไป-กลับ) จากนั้นจะถูกส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต โดยมีระยะทางในการขนส่งจากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไปยังสถานีผลิตลานกระบือ ระหว่าง 5 - 88 กิโลเมตร ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-54** และ**รูปที่ 2-138**

ตารางที่ 2-53 ปริมาณวัสดุถมที่ใช้ในการก่อสร้างฐานหลุมผลิต และถนนทางเข้า-ออก ฐานหลุมผลิต

ฐานหลุมผลิต	ขนาดพื้นที่ปรับถม (ตารางเมตร)	ความสูงที่ปรับถมของฐานหลุมผลิต (เมตร)	ปริมาณดิน (ลบ.ม.)			ปริมาณดินลูกรัง (ลบ.ม.)			ปริมาณทราย (ลบ.ม.)		
			ใช้ก่อสร้าง/ปรับปรุงถนน	ใช้ก่อสร้างฐานหลุมผลิต	ใช้ในการก่อสร้างทั้งหมด	ใช้ก่อสร้าง/ปรับปรุงถนน	ใช้ก่อสร้างฐานหลุมผลิต	ใช้ในการก่อสร้างทั้งหมด	ใช้ก่อสร้าง/ปรับปรุงถนน	ใช้ก่อสร้างฐานหลุมผลิต	ใช้ในการก่อสร้างทั้งหมด
1. บึงช้าง-อี (BCG-E)[1/]	33,776	1.5	4,826.33	38,198.66	43,024.99	388.33	3,073.46	3,461.79	332.85	2,634.39	2,967.24
2. บึงแวง-เอ (BWG-A)	1,541	1.5	-	2,011.01	2,011.01	-	161.81	161.81	-	138.69	138.69
3. คลองด่าน-เอ (KDN-A)[2/]	27,744	1.2	-	28,964.74	28,964.74	-	2,330.50	1,942.10	-	1997.57	1997.57
4. คุยม่วง-เอ (KMG-A)	1,450	1.6	-	2,018.40	2,018.40	-	162.40	162.40	-	139.20	139.20
5. ลำคูณ-เอ (LKN-A)	5,273	1.5	-	6,881.27	6,881.27	-	553.67	553.67	-	474.57	474.57
6. ลำคูณ-บี (LKN-B)[1/]	30,047	1.5	998.33	38,214.32	39,212.65	80.33	3,074.72	3,155.05	68.85	2,635.47	2,704.32
7. ลานกระบือ-เอช (LKU-H)	3,217	1.2	-	3,358.55	3,358.55	-	270.23	270.23	-	231.62	231.62
8. แม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)	6,021	1.5	-	7,857.41	7,857.41	-	632.21	632.21	-	541.89	541.89
9. หนองมะขาม-ไอ (NMM-I)	1,322	1.5	-	1,725.21	1,725.67	-	138.81	138.81	-	118.98	118.98
10. หนองมะขาม- เจ (NMM-J)	6,107	1.5	-	7,969.64	7,969.64	-	641.24	641.24	-	549.63	549.63
11. หนองมะขาม-คิว (NMM-Q)	1,021	1.5	-	1,332.41	1,332.41	-	107.21	107.21	-	91.89	91.89
12. หนองอ้อ-ซี (NOH-C)	1,675	1.5	-	2,185.88	2,185.88	-	175.88	175.88	-	150.75	150.75
13. หนองอ้อ-ดี (NOH-D)	29,828	1.7	1,206.86	42,908.75	44,115.61	97.1	3,452.43	3,549.53	83.23	2,959.22	3,042.45
14. โนนพลวง-อี (NPG-E)	2,117	1.2	-	2,210.15	2,210.15	-	177.83	177.83	-	152.42	152.42
15. โนนพลวง-เอฟ (NPG-F)[1/]	1,327	1.5	-	1,731.74	1,731.74	-	139.34	139.34	-	119.43	119.43
16. สามพญา-เอ (SPA-A)	3,954	2.05	-	7,051.96	7,051.96	-	567.40	567.40	-	486.34	486.34
17. สามพญา-บี (SPA-B)	4,297	1.5	-	5,607.59	5,607.59	-	451.19	451.19	-	386.73	386.73
18. สามพญา-ดี (SPA-D)	1,518	1.2	-	1,584.79	1,584.79	-	127.51	127.51	-	109.30	109.30
19. ตะแบกงาม–เอ (TBM-A)	938	1.5	-	1,224.09	1,224.09	-	98.49	98.49	-	84.42	84.42
20. ทับแรต-อีเอ (TRT-EA)	3,189	1.5	-	4,161.65	4,161.65	-	334.85	334.85	-	287.01	287.01
21. วังไม้สูง-ดี (WMG-D)	3,029	1.5	-	3,952.85	3,952.85	-	318.05	318.05	-	272.61	272.61
22. วัดแตน-ดี (WTN-D)[1/]	38,564	1.7	13,728.08	43,308.08	57,036.16	1,104.56	3,484.56	4,589.12	946.76	2,986.76	3,933.52
23. ยางเมือง-อี (YMG-E)[1/]	30,557	1.8	1,996.65	45,855.61	47,852.26	160.65	3,689.53	3,850.18	137.70	3,162.46	3,300.16

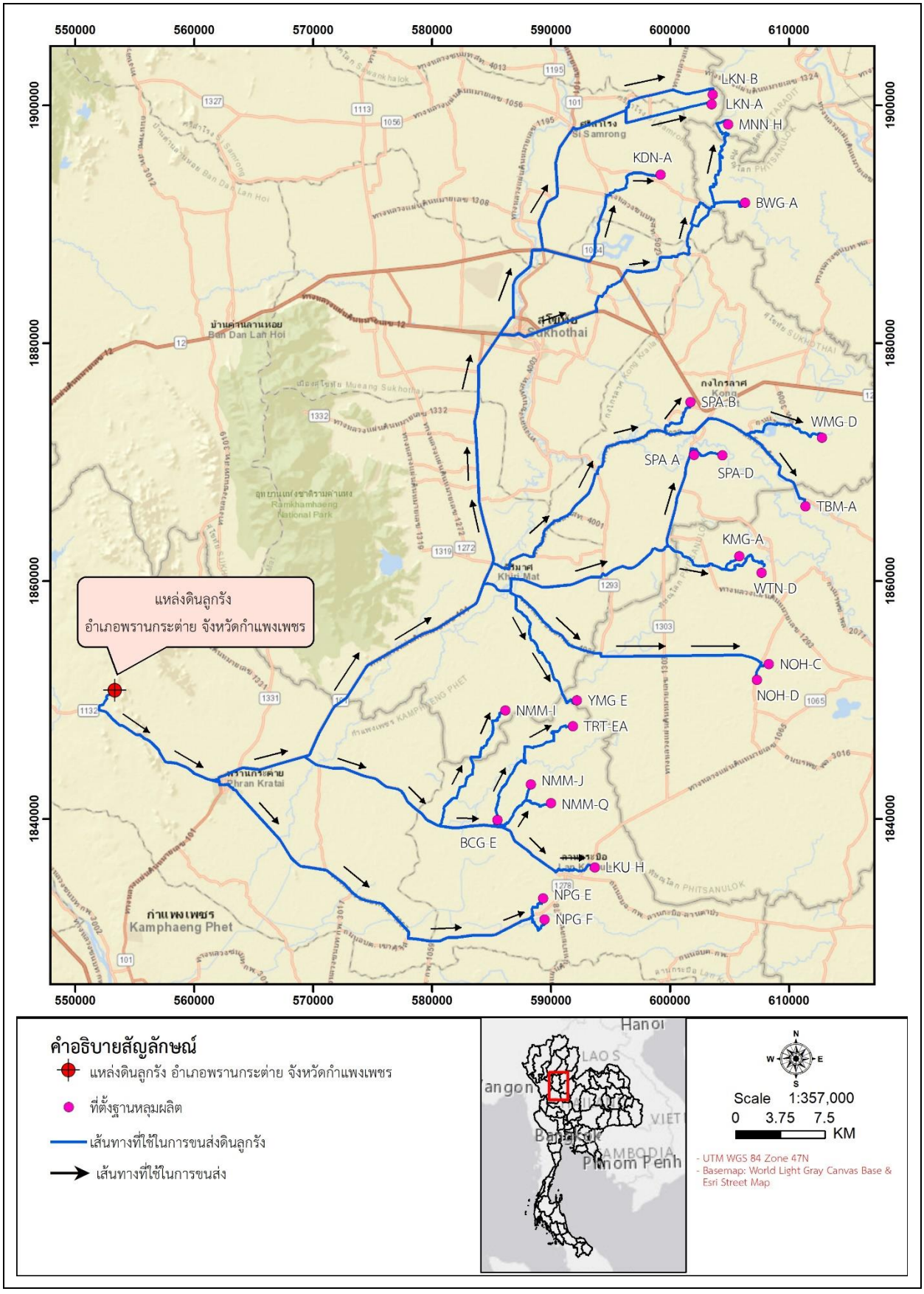
หมายเหตุ: 1/ หมายถึง ฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง ซึ่งมีการก่อสร้างหรือปรับปรุงถนนทางเข้า-ออก ฐานหลุมผลิต

2/ ฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A) เป็นฐานหลุมผลิตที่จะมีการปรับปรุงพื้นที่ภายในฐานเดิมเทียบเคียงกับฐานที่จะก่อสร้างใหม่

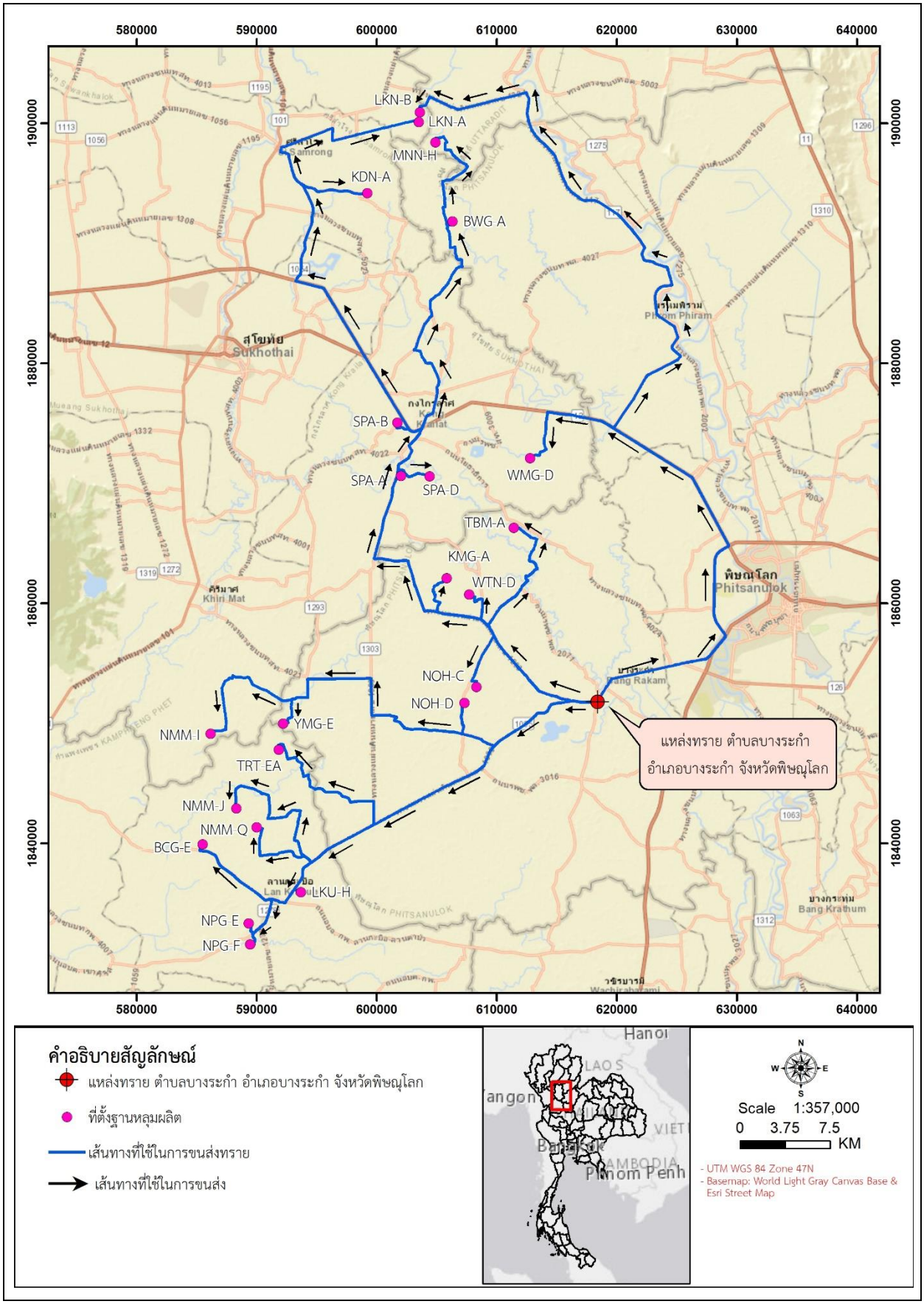
ตารางที่ 2-54 สรุปจำนวนเที่ยวขนส่งและระยะทางการขนส่งในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

ฐานหลุมผลิต	รถขนส่งดิน[1/]		รถขนส่งลูกรัง[2/]		รถขนส่งทราย[3/]		ขนส่งคอนกรีต[4/]		การส่งอุปกรณ์การก่อสร้าง[5/]		การขนส่งแรงงาน[6/]		การขนส่งน้ำใช้[7/]		การขนส่งของเสียไม่อันตราย[8/]	
	จำนวนเที่ยวรถขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวรถขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวรถขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวรถขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวรถขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวรถขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวรถขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวรถขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)
บึงช้าง-อี (BCG-E)*	35	5	3	41	3	42	12	62	10	9	7	9	3	9	1	9
บึงแวง-เอ (BWG-A)	5	5	1	95	1	59	6	56	10	67	7	67	3	67	1	67
คลองด่าน-เอ (KDN-A)**	29	5	2	91	2	69	11	69	10	77	7	77	3	77	1	77
คุยม่วง-เอ (KMG-A)	5	5	1	70	1	21	1	41	10	37	7	37	3	37	1	37
ลำคูณ-เอ (LKN-A)	5	5	1	99	1	80	6	69	10	83	7	83	3	83	1	83
ลำคูณ-บี (LKN-B)*	36	5	3	100	3	90	14	70	10	88	7	88	3	88	1	88
ลานกระบือ-เอช (LKU-H)	4	5	1	51	1	32	3	52	10	8	7	8	3	8	1	8
แม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)	5	5	1	103	1	69	7	70	10	77	7	77	3	77	1	77
หนองมะขาม-ไอ (NMM-I)	5	5	1	49	1	45	3	66	10	19	7	19	3	19	1	19
หนองมะขาม- เจ (NMM-J)	5	5	1	46	1	43	7	63	10	11	7	11	3	11	1	11
หนองมะขาม-คิว (NMM-Q)	5	5	1	47	1	37	4	57	10	5	7	5	3	5	1	5
หนองอ้อ-ซี (NOH-C)	5	5	1	71	1	16	1	37	10	31	7	31	3	31	1	31
หนองอ้อ-ดี (NOH-D)	40	5	4	72	3	16	11	36	10	29	7	29	3	29	1	29
โนนพลวง-อี (NPG-E)	4	5	1	49	1	38	2	59	10	10	7	10	3	10	1	10
โนนพลวง-เอฟ (NPG-F)*	5	5	1	50	1	39	2	59	10	10	7	10	3	10	1	10
สามพญา-เอ (SPA-A)	7	5	1	70	1	32	3	42	10	40	7	40	3	40	1	40
สามพญา-บี (SPA-B)	5	5	1	72	1	40	5	40	10	48	7	48	3	48	1	48
สามพญา-ดี (SPA-D)	4	5	1	74	1	36	2	44	10	44	7	44	3	44	1	44
ตะแบกงาม–เอ (TBM-A)	5	5	1	84	1	24	1	30	10	50	7	50	3	50	1	50
ทับแรต-อีเอ (TRT-EA)	5	5	1	54	1	37	6	57	10	12	7	12	3	12	1	12
วังไม้สูง-ดี (WMG-D)	5	5	1	84	1	50	3	31	10	56	7	56	3	56	1	56
วัดแตน-ดี (WTN-D)*	40	5	4	73	3	16	12	37	10	42	7	42	3	42	1	42
ยางเมือง-อี (YMG-E)*	42	5	4	59	3	35	12	56	10	14	7	14	3	14	1	14

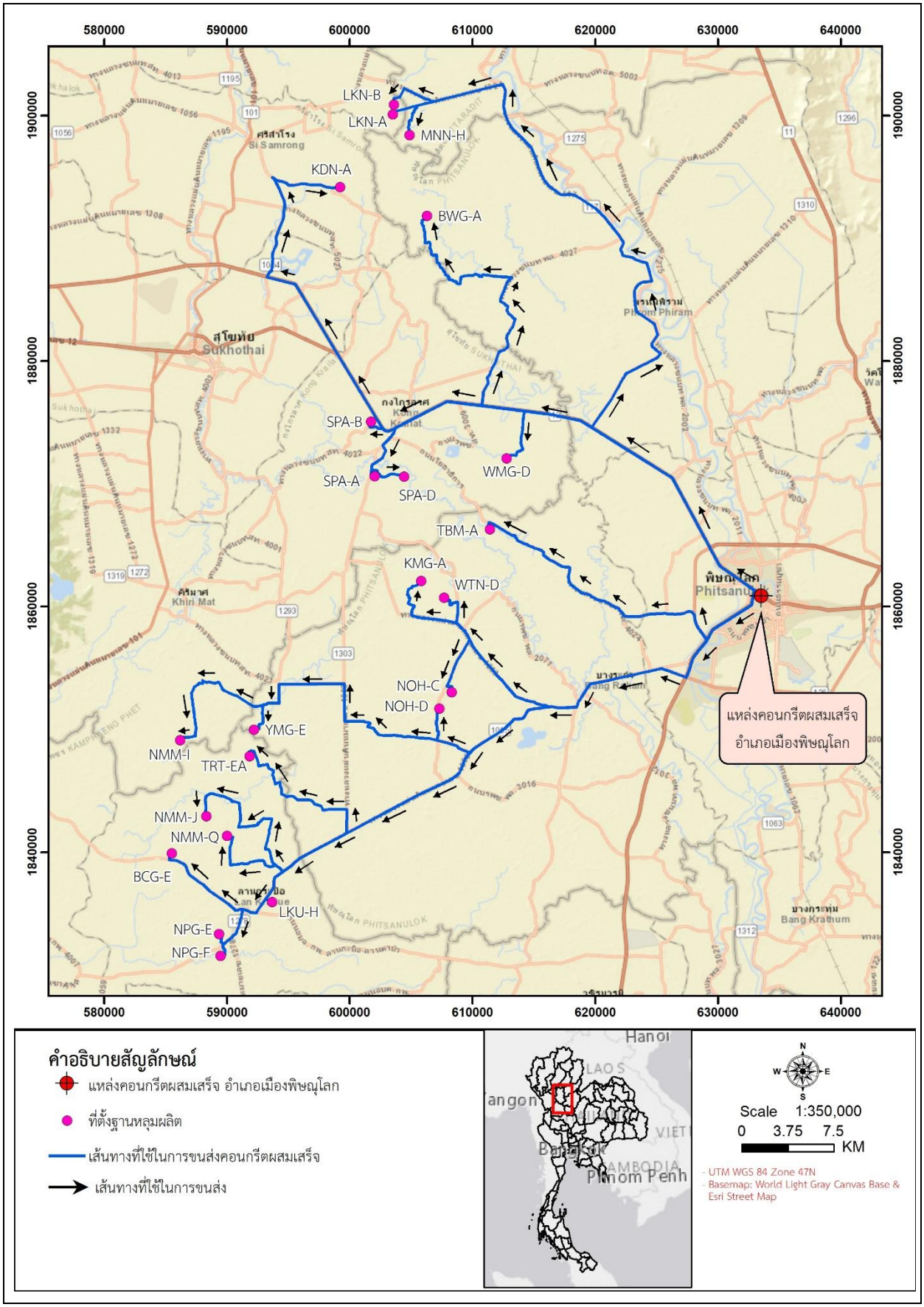
หมายเหตุ:
1/ แหล่งดินที่อยู่ใกล้พื้นที่แต่ละฐานหลุมผลิต ในรัศมี 5 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง
2/ แหล่งดินลูกรังอยู่ในพื้นที่อำเภอพรานกระต่าย จังหวัดกำแพงเพชร
3/ แหล่งทรายอยู่ในพื้นที่ตำบลบางระกำ อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก
4/ การขนส่งคอนกรีตผสมเสร็จ ใช้รถบรรทุกขนาด 10 ล้อ สามารถบรรทุกได้ประมาณ 5 ลูกบาศก์เมตร
5/ การขนส่งวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างใช้รถบรรทุก 10 ล้อ ขนส่งวันละ 10 เที่ยวต่อวันต่อฐาน โดยขนส่งอุปกรณ์จากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาซึ่งอยู่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ
6/ การขนส่งพนักงานในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต ใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก ทำการขนส่งพนักงานจำนวน 70 คน วันละ 7 เที่ยวต่อวัน โดยจะขนส่งจากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาที่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ
7/ ปริมาณการใช้น้ำในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต ทั้งหมด คือ 24.9 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (ปริมาณน้ำใช้ในการพรมน้ำ 20 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ปริมาณน้ำใช้สำหรับพนักงาน 4.9 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) การขนส่งน้ำใช้ในระยะการก่อสร้างใช้รถบรรทุกน้ำขนาด 10 ลูกบาศก์เมตร 3 เที่ยวต่อวันต่อฐาน โดยขนน้ำจากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาซึ่งอยู่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ
8/ การขนส่งของเสียไม่อันตรายจะถูกขนส่งไปจัดเก็บและรวบรวมไว้ ณ พื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาก่อสร้างที่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ จากนั้นจะถูกส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต
* หมายถึง ฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ก่อสร้าง ซึ่งมีการก่อสร้างถนนทางเข้า-ออก ฐานหลุมผลิต
** ฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A) เป็นฐานหลุมผลิตที่จะมีการปรับปรุงพื้นที่ภายในฐานเดิมเทียบเคียงกับฐานที่จะก่อสร้างใหม่



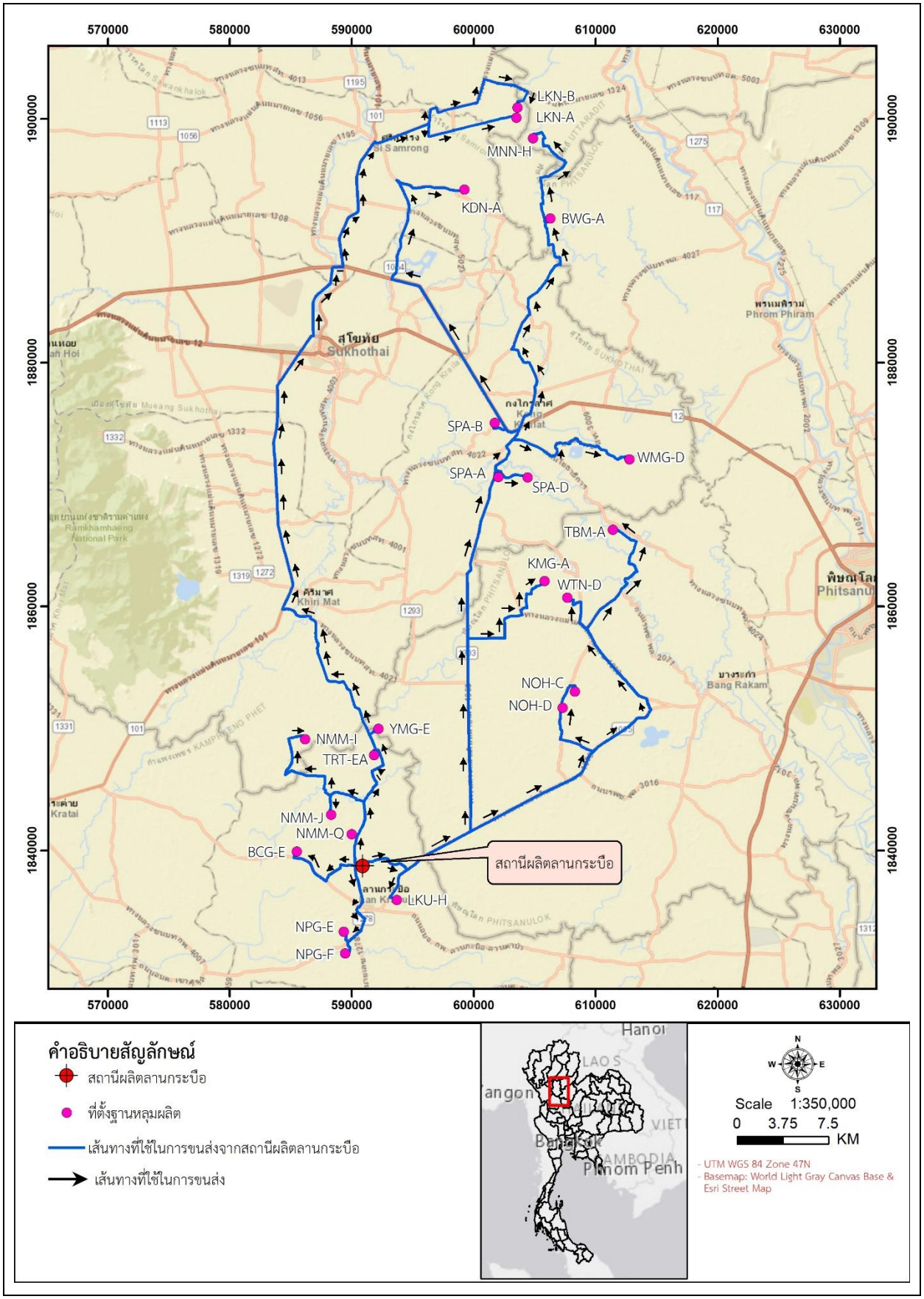
รูปที่ 2-134 เส้นทางการขนส่งลูกรังไปยังพื้นที่ฐานหลุมผลิตในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต



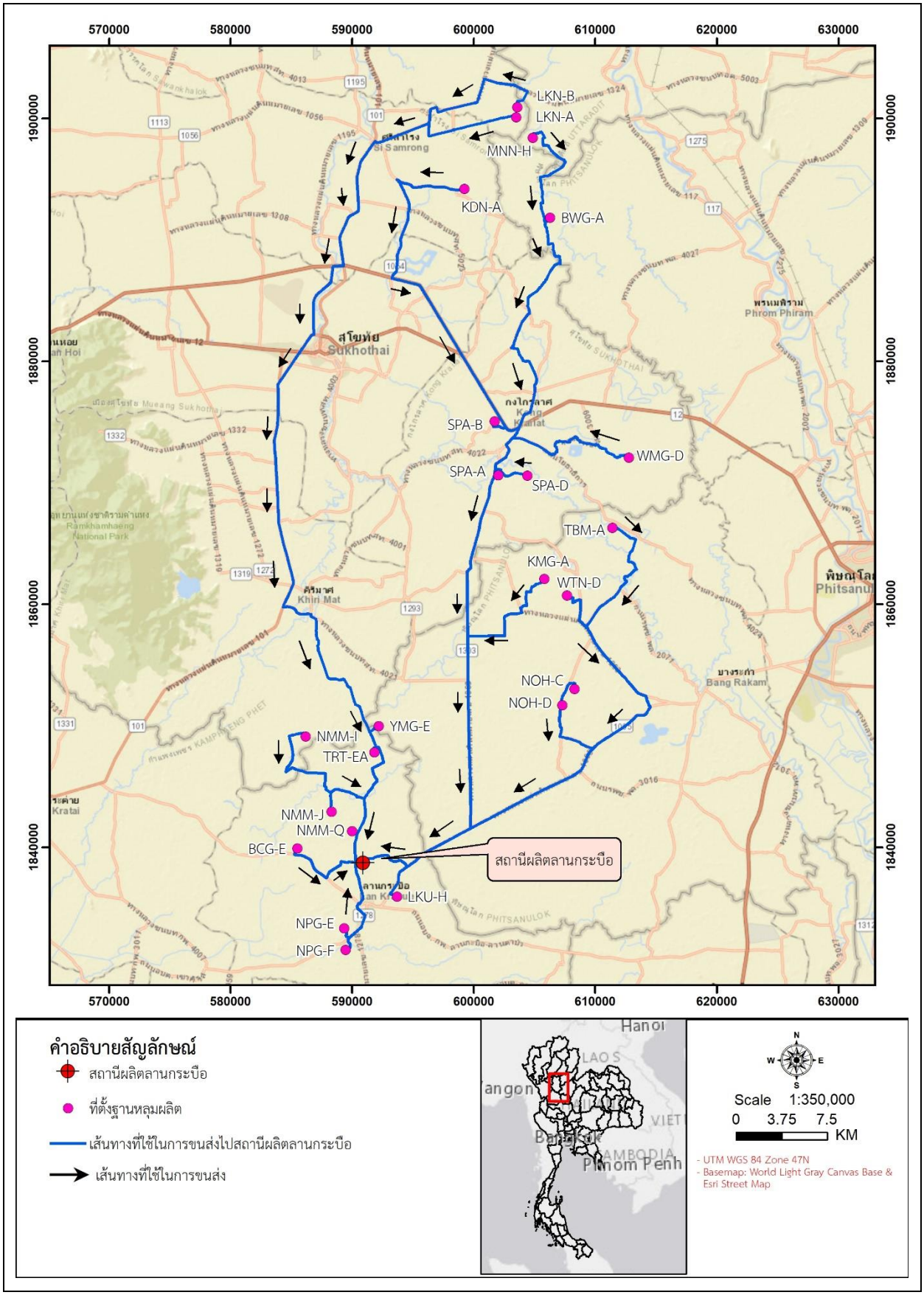
รูปที่ 2-135 เส้นทางการขนส่งทรายไปยังพื้นที่ฐานหลุมผลิตในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต



รูปที่ 2-136 เส้นทางการขนส่งคอนกรีต ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต



รูปที่ 2-137 เส้นทางการขนส่งพนักงาน อุปกรณ์การก่อสร้าง และน้ำใช้ ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต



รูปที่ 2-138 เส้นทางการขนส่งของเสียไม่อันตรายจากพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไปยังสถานีผลิตลานกระบือในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

2.7.3.2 ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

ฐานหลุมผลิตที่ขอเจาะหลุมปิโตรเลียมเพิ่มเติมในการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ครั้งนี้มีจำนวน 23 แห่ง โดยการขนส่งหลักของโครงการฯ ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม คือ การขนส่งแท่นเจาะและอุปกรณ์ การขนส่งพนักงาน การขนส่งของเสียไม่อันตราย การขนส่งโคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงล่างไปกำจัด การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมัน และการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซล มีรายละเอียดดังนี้

(1) การขนส่งแท่นเจาะ

การขนส่งแท่นเจาะและเครื่องจักร/อุปกรณ์ประกอบการเจาะ จะถูกขนส่งโดยรถพ่วงและรถบรรทุกมาจากพื้นที่ลานพักแท่นเจาะที่ Flow Station (F/STN) ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร ซึ่งมีการดำเนินการเจาะหลุมปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตก่อนหน้าตามตารางการเจาะ (Drilling Sequences) อย่างไรก็ตาม แผนกำหนดการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ อาจมีการปรับเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสม

ทั้งนี้ ถนนที่ใช้ในการขนส่งแท่นเจาะและอุปกรณ์ต่าง ๆ เจ้าของโครงการฯ จะเข้าไปตรวจสอบความสามารถในการรองรับน้ำหนักก่อนที่จะใช้เส้นทางดังกล่าว ซึ่งเป็นไปตามขั้นตอนการดำเนินงานในการขนส่งแท่นเจาะของโครงการฯ โดยการขนส่งแท่นเจาะ และเครื่องจักร/อุปกรณ์ต่าง ๆ ในแต่ละเที่ยวใช้เวลาเดินทางขึ้นกับระยะทางโดยพิจารณาใช้ความเร็วในการขนส่งไม่เกิน 30 กิโลเมตร/ชั่วโมง ใช้เวลารวมประมาณ 2 วัน ใช้รถทั้งหมดประมาณ 15 คัน คิดเป็นจำนวนเที่ยวทั้งหมดประมาณ 70 เที่ยว หรือประมาณ 35 เที่ยว/วัน/ฐานหลุมผลิต

ส่วนการรื้อถอน และเคลื่อนย้ายแท่นเจาะภายหลังการเจาะเสร็จสิ้นจะใช้รถบรรทุกพ่วงในการขนส่งโดยจะใช้ระยะเวลาดำเนินการประมาณ 2 วัน เช่นเดียวกัน โดยจะขนส่งไปยังฐานหลุมผลิตต่อไปตามแผนการเจาะก่อนที่จะเคลื่อนย้ายแท่นเจาะกลับไปยังสถานีผลิตลานกระบือ ทั้งนี้ ตลอดช่วงการขนส่ง เคลื่อนย้ายแท่นเจาะเพื่อไปติดตั้งยังฐานหลุมผลิตต่อไป เจ้าของโครงการฯ ได้กำหนดให้ผู้ที่เกี่ยวข้องปฏิบัติตามคู่มือความปลอดภัยในการใช้เส้นทางของเจ้าของโครงการฯ (SSHE Rules and Regulations Procedures หมวด 6.2.5 Driving Rules and Regulations, **ภาคผนวก 2-3.9.1**) รวมถึง Drilling Procedures and Standards S1 Concession **(ภาคผนวก 2-3.5)** ของ ปตท.สผ.

ระยะทางในการขนส่งแท่นเจาะและอุปกรณ์ประกอบการเจาะภายในพื้นที่โครงการฯ แสดงใน**ตารางที่ 2-55** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งแสดงได้ดัง**รูปที่ 2-139**

(2) การขนส่งพนักงาน

ใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก สำหรับขนส่งพนักงานและพนักงาน 10 เที่ยวต่อวัน ขนส่งจากที่พักใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ สรุประยะทางในการขนส่งพนักงาน ดัง**ตารางที่ 2-55** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งแสดงได้ดัง**รูปที่ 2-139**

(3) การขนส่งของเสียไม่อันตราย

ของเสียไม่อันตราย ที่เกิดจากกิจกรรมของพนักงานในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ มีปริมาณ 1 ตันต่อวัน หรือ 0.3 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (ความหนาแน่นของของเสียไม่อันตรายประมาณ 1 ตันต่อ 3 ลูกบาศก์เมตร) จะถูกขนส่งมายังพื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในสถานีผลิตลานกระบือ โดยใช้รถขนส่งมูลฝอยแบบปิคอัพขนาดความจุ 3 ลูกบาศก์เมตรต่อคัน ทำการขนส่งไปกำจัด 3 วันต่อครั้ง ครั้งละ 1 เที่ยว หรือ 1 เที่ยวต่อวัน จากนั้นจะถูกส่งไปกำจัดโดย

วิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต โดยสรุประยะทางในการขนส่งของเสียไม่อันตราย ดัง**ตารางที่ 2-55** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งแสดงได้ดัง**รูปที่ 2-140**

(4) การขนส่งโคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงกลางและช่วงล่าง

โคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะในช่วงกลางและช่วงล่าง ปริมาณ 76.08-354.17 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม (1 หลุมใช้เวลาการเจาะ 15 วัน) โคลนและเศษดินเศษหินดังกล่าวจะถูกขนส่งเพื่อนำไปกำจัดด้วยการใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนในเตาเผาซีเมนต์ที่จังหวัดลำปาง หรือสถานที่กำจัดที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม สัปดาห์ละ 1 ครั้ง โดยผู้รับเหมาขนส่งของเสียอันตรายที่ได้รับใบอนุญาตจากกระทรวงอุตสาหกรรม ซึ่งมีปริมาตรการขนส่งประมาณ 18 ลูกบาศก์เมตรต่อคัน มีการขนสัปดาห์ครั้งละ 3-10 คันต่อสัปดาห์ มีระยะทางในการขนส่งประมาณ 228-317 กิโลเมตร (ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-55**) เส้นทางการขนส่งโคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงล่างแสดงดัง**รูปที่ 2-141**

อย่างไรก็ตามหากพิสูจน์ได้ว่าของเสียดังกล่าวไม่เข้าข่ายเป็นของเสียอันตรายตามลักษณะที่กำหนดไว้ในประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่องกำหนดมาตรการจัดการของเสียจากสถานประกอบการปิโตรเลียม โครงการฯ จะนำไปจัดการตามประเภทของเสียไม่อันตราย หรือนำไปใช้ประโยชน์อื่นต่อไป เช่น นำไปเป็นวัตถุดิบผสมหรือทดแทนสำหรับวัสดุปูพื้น การนำไปเป็นส่วนผสมของวัสดุก่อสร้างต่าง ๆ

(5) การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมัน

การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตไปกำจัดที่สถานีผลิตลานกระบือในช่วงฤดูฝน โดยรถบรรทุกน้ำความจุ 35 ลูกบาศก์เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างใหม่ มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละ 2 เที่ยว ส่วนฐานหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละไม่เกิน 3 เที่ยว มีระยะทางขนส่งประมาณ 5 – 88 กิโลเมตร ดัง**ตารางที่ 2-55** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งแสดงได้ดัง**รูปที่ 2-140**

(6) การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซล

การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะดำเนินการโดยรถขนส่งน้ำมันดีเซล ขนาด 36,000 ลิตร ประมาณสัปดาห์ละ 1 ครั้ง หรืออาจปรับเปลี่ยนแผนการขนส่งตามความเหมาะสม ขึ้นอยู่กับลักษณะของกิจกรรมในแต่ละช่วงเวลา มีระยะทางขนส่งประมาณ 5 – 88 กิโลเมตร (ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-55**) สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งแสดงดัง**รูปที่ 2-139**

ตารางที่ 2-55 สรุปจำนวนเที่ยวขนส่งและระยะทางการขนส่งในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

ฐานหลุมผลิต	การขนส่งแท่นเจาะและอุปกรณ์การเจาะ[1/]		การขนส่งพนักงาน[2/]		การขนส่งของเสียไม่อันตราย[3/]		การขนส่งโคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงกลางและช่วงล่าง[4/]		การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต[5/]		การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า[6/]	
	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กม.)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กม.)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กม.)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กม.)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กม.)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กม.)
บึงช้าง-อี (BCG-E)	35	9	10	9	1	9	5	307	2	9	1	9
บึงแวง-เอ (BWG-A)	35	67	10	67	1	67	5	241	3	67	1	67
คลองด่าน-เอ (KDN-A)	35	77	10	77	1	77	10	228	3	77	1	77
คุยม่วง-เอ (KMG-A)	35	37	10	37	1	37	5	284	3	37	1	37
ลำคูณ-เอ (LKN-A)	35	83	10	83	1	83	3	234	3	83	1	83
ลำคูณ-บี (LKN-B)	35	88	10	88	1	88	3	234	2	88	1	88
ลานกระบือ-เอช (LKU-H)	35	8	10	8	1	8	3	317	3	8	1	8
แม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)	35	77	10	77	1	77	3	234	3	77	1	77
หนองมะขาม-ไอ (NMM-I)	35	19	10	19	1	19	5	271	3	19	1	19
หนองมะขาม- เจ (NMM-J)	35	11	10	11	1	11	6	280	3	11	1	11
หนองมะขาม-คิว (NMM-Q)	35	5	10	5	1	5	5	284	3	5	1	5
หนองอ้อ-ซี (NOH-C)	35	31	10	31	1	31	4	286	3	31	1	31
หนองอ้อ-ดี (NOH-D)	35	29	10	29	1	29	4	286	2	29	1	29
โนนพลวง-อี (NPG-E)	35	10	10	10	1	10	4	317	3	10	1	10
โนนพลวง-เอฟ (NPG-F)	35	10	10	10	1	10	4	317	3	10	1	10
สามพญา-เอ (SPA-A)	35	40	10	40	1	40	9	268	3	40	1	40
สามพญา-บี (SPA-B)	35	48	10	48	1	48	9	263	3	48	1	48
สามพญา-ดี (SPA-D)	35	44	10	44	1	44	10	271	3	44	1	44
ตะแบกงาม–เอ (TBM-A)	35	50	10	50	1	50	4	276	3	50	1	50
ทับแรต-อีเอ (TRT-EA)	35	12	10	12	1	12	6	275	3	12	1	12

ตารางที่ 2-55 สรุปจำนวนเที่ยวขนส่งและระยะทางการขนส่งในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

ฐานหลุมผลิต	**การขนส่งแท่นเจาะและอุปกรณ์การเจาะ[1/]**		**การขนส่งพนักงาน[2/]**		**การขนส่งของเสียไม่อันตราย[3/]**		การขนส่งโคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงกลางและช่วงล่าง[4/]		การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต[5/]		**การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า[6/]**	
	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	**ระยะทาง (กม.)**	**จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)**	**ระยะทาง** (กม.)	**จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)**	**ระยะทาง** (กม.)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	**ระยะทาง** (กม.)	**จำนวนเที่ยวขนส่ง** (เที่ยว/วัน)	**ระยะทาง** (กม.)	**จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)**	**ระยะทาง** (กม.)
วังไม้สูง-ดี (WMG-D)	35	56	10	56	1	56	3	272	3	56	1	56
วัดแตน-ดี (WTN-D)	35	42	10	42	1	42	5	289	2	42	1	42
ยางเมือง-อี (YMG-E)	35	14	10	14	1	14	5	274	2	14	1	14

หมายเหตุ:
1/ การขนส่งแท่นเจาะและอุปกรณ์การเจาะจะดำเนินการขนส่งให้แล้วเสร็จภายใน 2 วัน โดยใช้รถขนส่งทั้งหมดจำนวนประมาณ 70 เที่ยวตลอดระยะการขนส่ง หรือ 35 เที่ยว/วัน โดยขนส่งอุปกรณ์การเจาะจากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาซึ่งอยู่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือมายังฐานหลุมผลิตตามแผนงานของโครงการฯ

2/ การขนส่งพนักงานในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก ทำการขนส่งพนักงานจำนวน 100 คน วันละ 10 เที่ยว/วัน โดยจะขนส่งจากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาที่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ ซึ่งเป็นจุดรวมพนักงานก่อนเดินทางไปพื้นที่ฐานหลุมผลิต

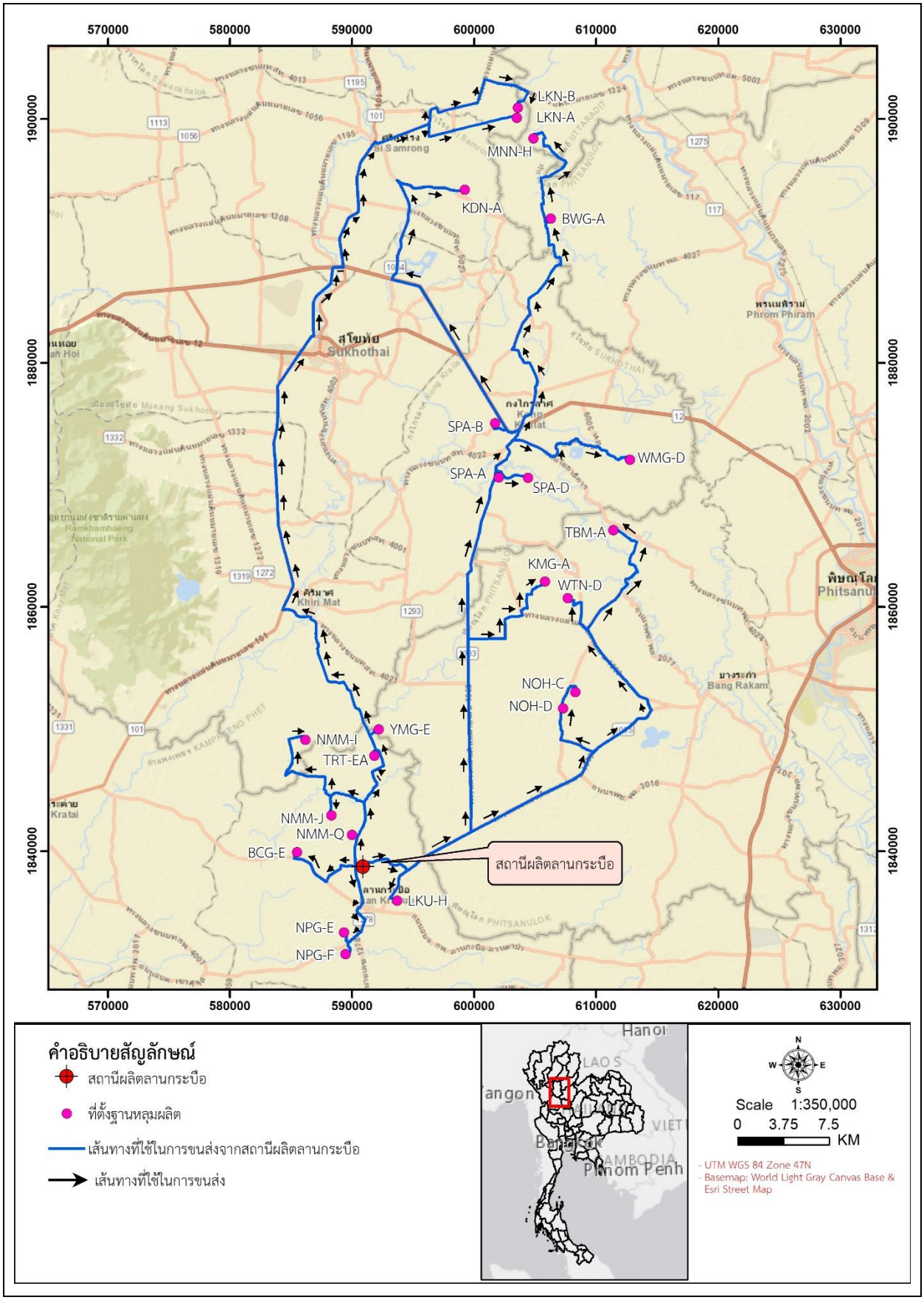
3/ ของเสียไม่อันตรายจะถูกขนส่งมายังพื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในสถานีผลิตลานกระบือ จากนั้นจะถูกส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต

4/ การขนส่งโคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงกลางและช่วงล่างจะถูกขนส่งไปใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนในเตาเผาปูนซีเมนต์ ณ โรงงานปูนซีเมนต์ หรือโรงงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม สัปดาห์ละ 1 ครั้ง

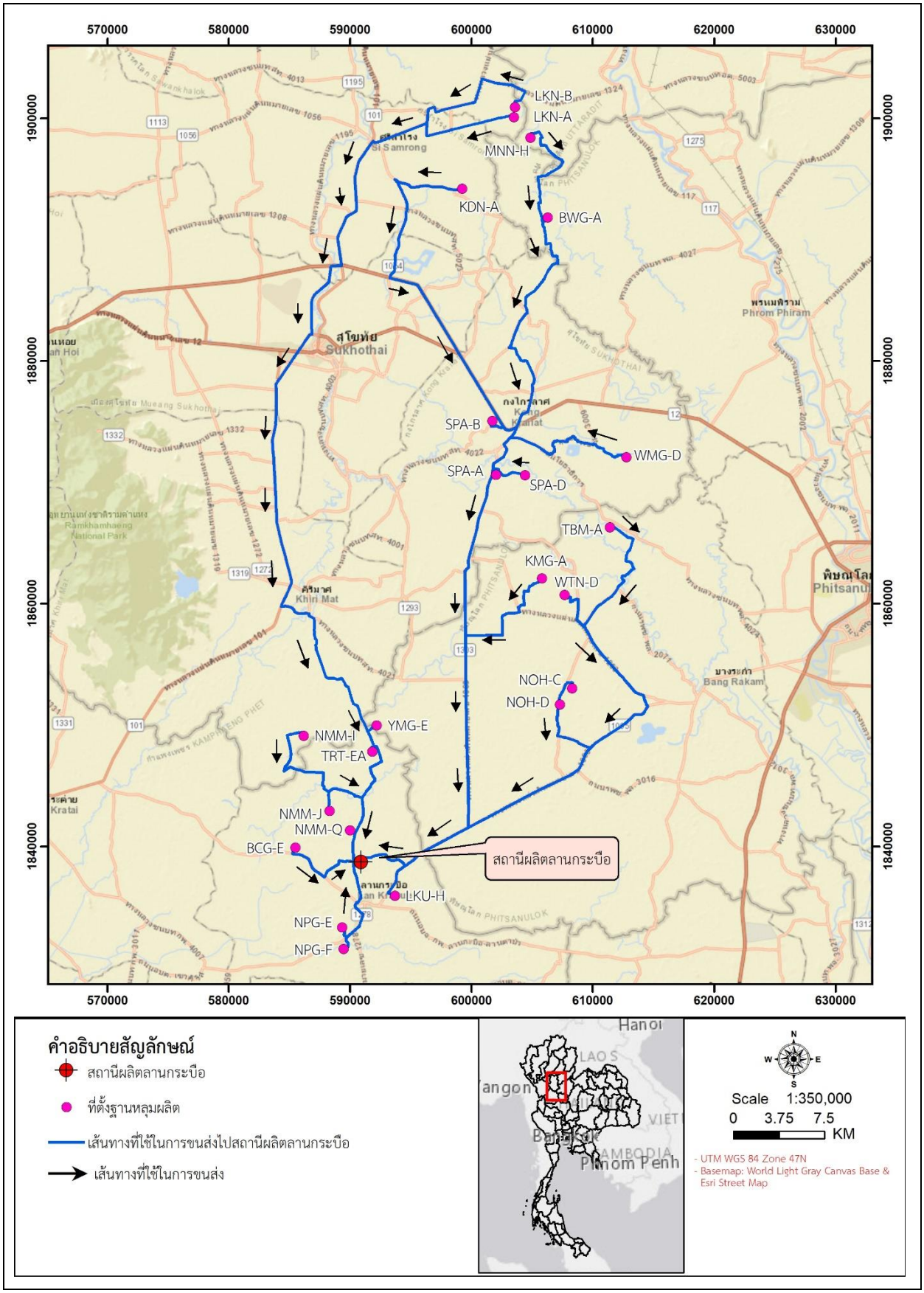
5/ การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตไปกำจัดที่สถานีผลิตลานกระบือในช่วงฤดูฝน โดยรถบรรทุกน้ำความจุ 35 ลูกบาศก์เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างใหม่ มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละ 2 เที่ยว ส่วนฐานหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละไม่เกิน 3 เที่ยว

6/ การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ 3,000 ลิตร/วัน/ฐานหลุมผลิต ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม และมีการเก็บสำรองน้ำมันดีเซลไว้ที่ถังขนาดความจุ 60 ลูกบาศก์เมตร โดยรถขนส่งน้ำมันดีเซลขนาด 36,000 ลิตร ของโครงการฯ จะเข้ามาเติมน้ำมันลงถังกักเก็บเมื่อตรวจพบปริมาณคงเหลือในถังน้อยกว่าร้อยละ 30 ของปริมาตรกักเก็บ ประมาณสัปดาห์ละ 1 ครั้ง หรือตามแผนงานที่กำหนดไว้

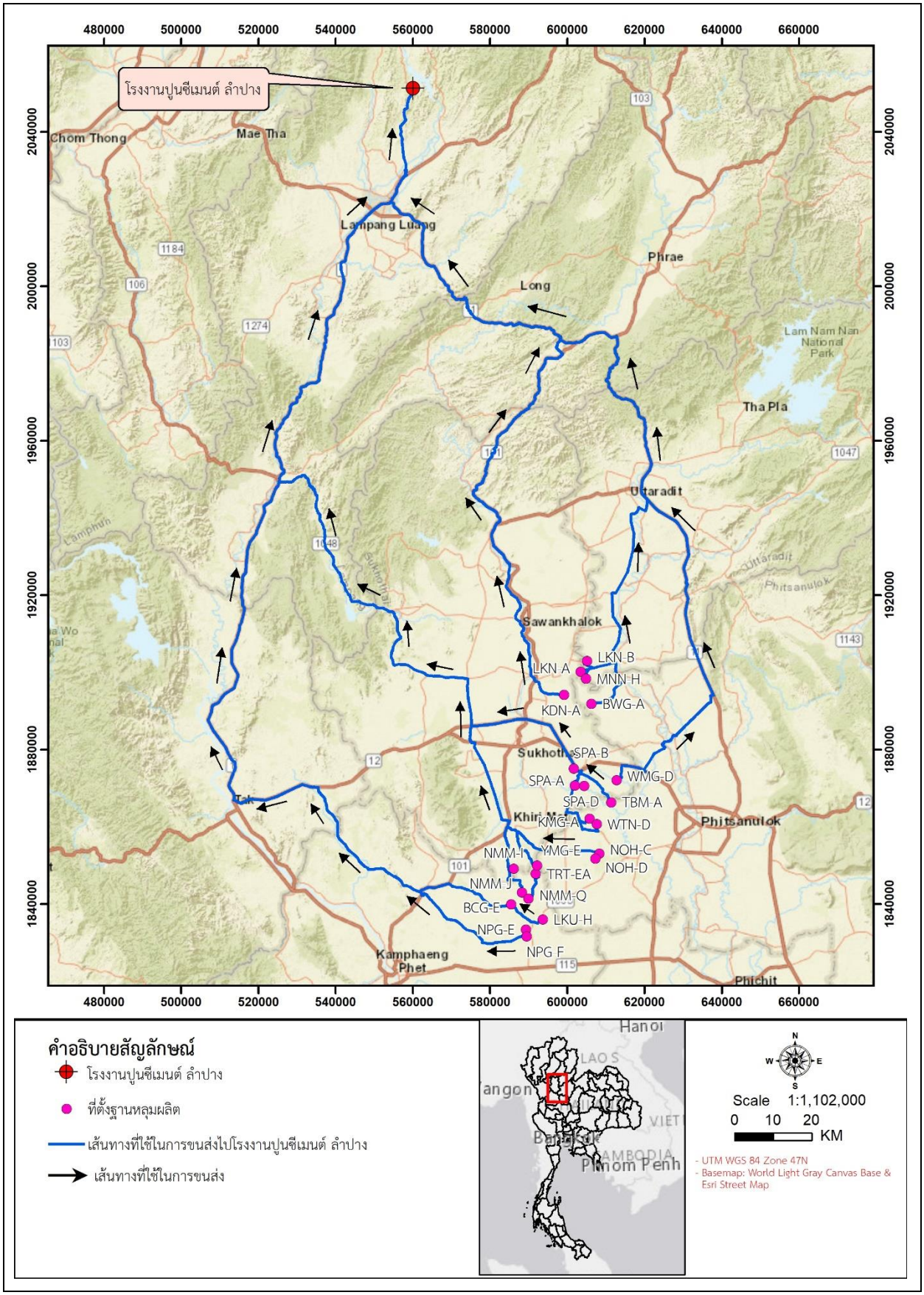
ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)



รูปที่ 2-139 เส้นทางการขนส่งแท่นเจาะจากสถานีผลิตลานกระบือ พนักงาน และน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม



รูปที่ 2-140 เส้นทางการขนส่งของเสียไม่อันตราย และน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (ของเสียอันตราย) จากพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไปยังสถานีผลิตลานกระบือ ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม



รูปที่ 2-141 เส้นทางการขนส่งการส่งโคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงล่างจากพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไปยังโรงปูนซีเมนต์จังหวัดลำปาง ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

2.7.3.3 ระยะทดสอบหลุม

กิจกรรมในระยะทดสอบหลุมจะเกิดขึ้นกับฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ดำเนินการก่อสร้างและ/หรือฐานหลุมผลิตเดิมที่ก่อสร้างแล้วที่จะมีการปรับปรุงพื้นที่ฐานหลุมผลิตเพื่อรองรับจำนวนหลุมเจาะที่เพิ่มขึ้น จำนวนรวม 23 แห่ง เพื่อทำให้เจ้าของโครงการฯ ทราบแนวโน้มและศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม ดังนี้

1. ฐานหลุมผลิตบึงช้าง-อี (BCG-E)
2. ฐานหลุมผลิตบึงแวง-เอ (BWG-A)
3. ฐานหลุมผลิตคลองด่าน-เอ (KDN-A)
4. ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)
5. ฐานหลุมผลิตลำคูณ-เอ (LKN-A)
6. ฐานหลุมผลิตลำคูณ-บี (LKN-B)
7. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอช (LKU-H)
8. ฐานหลุมผลิตแม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)
9. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ไอ (NMM-I)
10. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J)
11. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q)
12. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ซี (NOH-C)
13. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ดี (NOH-D)
14. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-อี (NPG-E)
15. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอฟ (NPG-F)
16. ฐานหลุมผลิตสามพญา-เอ (SPA-A)
17. ฐานหลุมผลิตสามพญา-บี (SPA-B)
18. ฐานหลุมผลิตสามพญา-ดี (SPA-D)
19. ฐานหลุมผลิตตะแบกงาม-เอ (TBM-A)
20. ฐานหลุมผลิตทับแรต-อีเอ (TRT-EA)
21. ฐานหลุมผลิตวังไม้สูง-ดี (WMG-D)
22. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-ดี (WTN-D)
23. ฐานหลุมผลิตยางเมือง-อี (YMG-E)

การขนส่งหลักของโครงการฯ ในระยะทดสอบหลุม คือ การขนส่งน้ำมันดิบ การขนส่งพนักงาน การขนส่งของเสียไปกำจัด (ของเสียไม่อันตราย) การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (ของเสียอันตราย) และการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

(1) การขนส่งน้ำมันดิบ

การทดสอบหลุมสำหรับหลุมปิโตรเลียมสำหรับฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ทั้ง 23 แห่ง จะดำเนินการ 1 ครั้งต่อ 1 ฐานหลุมผลิตเท่านั้น โดยจะทดสอบหลุมในลำดับการเจาะหลุมชุดแรก ซึ่งฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง จะมีการทดสอบหลุมจำนวน 1-9 หลุม โดยคาดว่าน้ำมันดิบในระยะทดสอบหลุมจะเป็น Dry Crude (ค่า BS&W น้อยกว่าร้อยละ 0.5) และมีปริมาณปิโตรเลียมประมาณ [redacted] บาร์เรล/วัน/ฐานหลุมผลิต ซึ่งน้ำมันดิบที่ได้จากการทดสอบหลุมจะเก็บรวบรวมไว้ในถังกักเก็บน้ำมันดิบ ขนาด 440 บาร์เรล จำนวน 4 ถัง มีปริมาตรกักเก็บได้สูงสุดที่ 394 บาร์เรล/ถัง (มีระดับการกักเก็บสูงสุด ร้อยละ 90 ของปริมาตรถัง) น้ำมันดิบจากกระบวนการทดสอบหลุมจะถูกสูบจ่ายและขนส่งโดยรถบรรทุกน้ำมันแบบ Semi-Trailer ขนาด 220 บาร์เรล โดยมีระยะทางในการขนส่งน้ำมันดิบจากแต่ละฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระ ดังแสดงรายละเอียดใน**ตารางที่ 2-56** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งน้ำมันดิบไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระ แสดงได้ดัง**รูปที่ 2-142**

(2) การขนส่งพนักงาน

การขนส่งพนักงานใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก โดยทำการขนส่งพนักงานทั้งหมดจำนวน 5 คน ซึ่งแบ่งการทำงานเป็น 2 กะ จึงมีการขนส่งวันละ 2 เที่ยว สรุประยะทางในการขนส่งพนักงานแสดงดัง**ตารางที่ 2-56** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งพนักงานจากสถานีผลิตลานกระบือแสดงได้ดัง**รูปที่ 2-143**

(3) การขนส่งของเสียไม่อันตราย

ของเสียไม่อันตรายที่เกิดขึ้นในช่วงการทดสอบหลุม จะมาจากกิจกรรมของพนักงานประจำฐานหลุมผลิตซึ่งมีอยู่จำนวน 5 คน คิดเป็นปริมาณ 5 กิโลกรัม/วัน (อัตราการเกิดของเสียไม่อันตรายที่ 1 กิโลกรัม/คน/วัน, สผ. 2560) หรือ 0.015 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ความหนาแน่นของของเสียไม่อันตรายประมาณ 1 ตัน/ 3 ลูกบาศก์เมตร) จะถูกขนส่งมายังพื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในสถานีผลิตลานกระบือโดยรถปิคอัพของบริษัทผู้รับเหมาเก็บขนของเสียของโครงการฯ ที่มีขนาดความจุ 3 ลูกบาศก์เมตรต่อคัน ทำการขนส่งไปกำจัด 3 วันต่อครั้ง ครั้งละ 1 คัน (เมื่อคิดจำนวนเที่ยวไป-กลับ) โดยสรุประยะทางในการขนส่งของเสียไม่อันตรายดัง**ตารางที่ 2-56** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งของเสียไม่อันตรายไปที่สถานีผลิตลานกระบือเพื่อส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต แสดงได้ดัง**รูปที่ 2-144**

(4) การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมัน

การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตไปกำจัดที่สถานีผลิตลานกระบือในช่วงฤดูฝน โดยรถบรรทุกน้ำความจุ 35 ลูกบาศก์เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างใหม่ มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละ 2 เที่ยว ส่วนฐานหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละไม่เกิน 3 เที่ยว มีระยะทางขนส่งประมาณ 5 – 88 กิโลเมตร ดัง**ตารางที่ 2-56** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งแสดงได้ดัง**รูปที่ 2-144**

(5) การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซล

การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะดำเนินการโดยรถขนส่งน้ำมันดีเซล ขนาด 36,000 ลิตร ประมาณสัปดาห์ละ 1 ครั้ง หรืออาจปรับเปลี่ยนแผนการขนส่งตามความเหมาะสม ขึ้นอยู่กับลักษณะของกิจกรรมในแต่ละช่วงเวลา มีระยะทางขนส่งประมาณ 5 – 88 กิโลเมตร ดัง**ตารางที่ 2-56** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งแสดงได้ดัง**รูปที่ 2-143**

ตารางที่ 2-56 สรุปจำนวนเที่ยวขนส่งและระยะทางการขนส่งในระยะทดสอบหลุม

ฐานหลุมผลิต	การขนส่งน้ำมัน (Dry Crude)[1/]		การรถขนส่งพนักงาน[2/]		การขนส่งของเสียไม่อันตราย[3/]		การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต[4/]		การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า[5/]	
	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางไปคลังน้ำมันดิบบึงพระ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)
1) บึงช้าง-อี (BCG-E)	6	61	2	9	1	9	2	9	1	9
2) บึงแวง-เอ (BWG-A)	13	69	2	67	1	67	3	67	1	67
3) คลองด่าน-เอ (KDN-A)	12	83	2	77	1	77	3	77	1	77
4) คุยม่วง-เอ (KMG-A)	2	39	2	37	1	37	3	37	1	37
5) ลำคูณ-เอ (LKN-A)	18	83	2	83	1	83	3	83	1	83
6) ลำคูณ-บี (LKN-B)	18	83	2	88	1	88	2	88	1	88
7) ลานกระบือ-เอช (LKU-H)	1	51	2	8	1	8	3	8	1	8
8) แม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)	17	83	2	77	1	77	3	77	1	77
9) หนองมะขาม-ไอ (NMM-I)	2	64	2	19	1	19	3	19	1	19
10) หนองมะขาม- เจ (NMM-J)	1	62	2	11	1	11	3	11	1	11
11) หนองมะขาม-คิว (NMM-Q)	16	55	2	5	1	5	3	5	1	5
12) หนองอ้อ-ซี (NOH-C)	1	35	2	31	1	31	3	31	1	31
13) หนองอ้อ-ดี (NOH-D)	11	35	2	29	1	29	2	29	1	29
14) โนนพลวง-อี (NPG-E)	8	57	2	10	1	10	3	10	1	10
15) โนนพลวง-เอฟ (NPG-F)	26	57	2	10	1	10	3	10	1	10
16) สามพญา-เอ (SPA-A)	8	51	2	40	1	40	3	40	1	40
17) สามพญา-บี (SPA-B)	11	55	2	48	1	48	3	48	1	48
18) สามพญา-ดี (SPA-D)	1	55	2	44	1	44	3	44	1	44

ตารางที่ 2-56 สรุปจำนวนเที่ยวขนส่งและระยะทางการขนส่งในระยะทดสอบหลุม

ฐานหลุมผลิต	การขนส่งน้ำมัน (Dry Crude)[1/]		การรถขนส่งพนักงาน[2/]		การขนส่งของเสียไม่อันตราย[3/]		การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต[4/]		การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า[5/]	
	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางไปคลังน้ำมันดิบบึงพระ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)
19) ตะแบกงาม–เอ (TBM-A)	9	32	2	50	1	50	3	50	1	50
20) ทับแรต-อีเอ (TRT-EA)	2	55	2	12	1	12	3	12	1	12
21) วังไม้สูง-ดี (WMG-D)	7	46	2	56	1	56	3	56	1	56
22) วัดแตน-ดี (WTN-D)	17	35	2	42	1	42	2	42	1	42
23) ยางเมือง-อี (YMG-E)	3	54	2	14	1	14	2	14	1	14

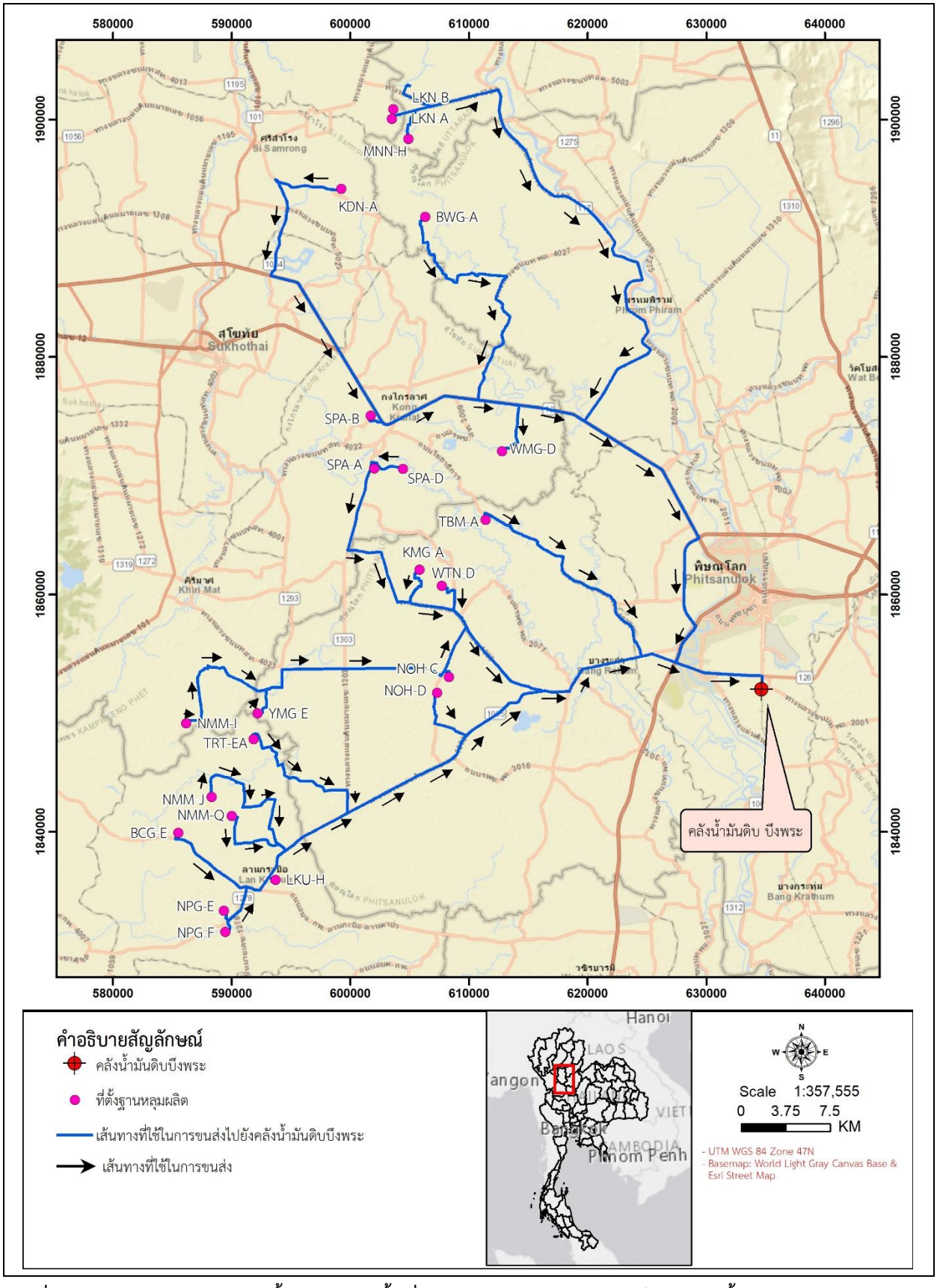
หมายเหตุ: 1/ น้ำมันจากการทดสอบหลุมเป็น Dry Crude ค่า BS&W น้อยกว่าร้อยละ 0.5 จะขนส่งน้ำมันไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระโดยจะใช้รถขนส่งน้ำมันขนาด 220 บาร์เรล

2/ การขนส่งพนักงานในระยะทดสอบหลุม ใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก ทำการขนส่งพนักงานจำนวน 5 คน วันละ 2 เที่ยว/วัน โดยจะขนส่งจากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาที่ตั้งอยู่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ ซึ่งเป็นจุดรวมพลพนักงานก่อนเดินทางไปพื้นที่ฐานหลุมผลิต

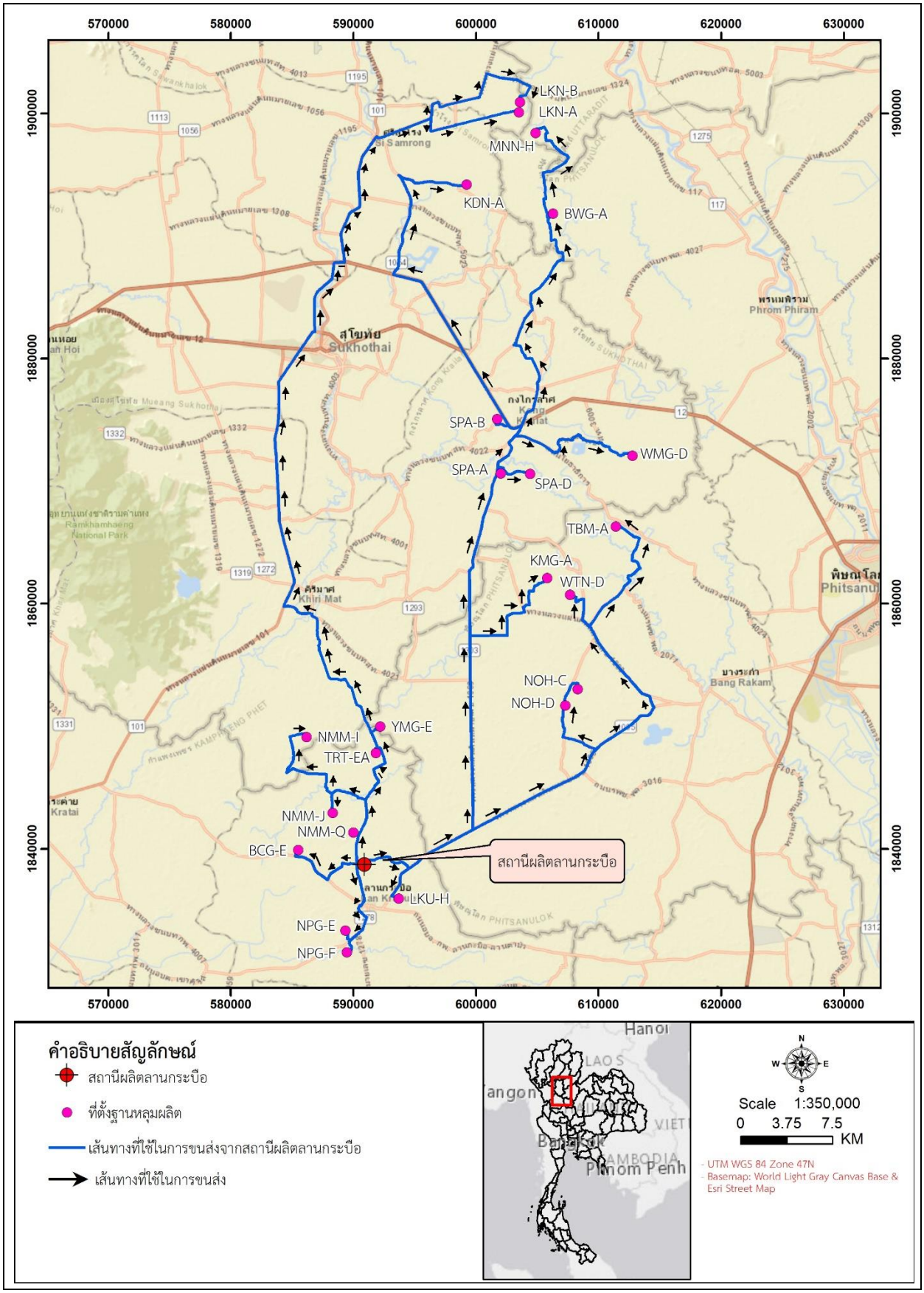
3/ ของเสียไม่อันตรายจะถูกขนส่งมายังพื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในสถานีผลิตลานกระบือ โดยความถี่ในการขนส่งของเสียไม่อันตราย เท่ากับ 3 วัน/ครั้ง

4/ การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตไปกำจัดที่สถานีผลิตลานกระบือในช่วงฤดูฝน โดยรถบรรทุกน้ำความจุ 35 ลูกบาศก์เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างใหม่ มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละ 2 เที่ยว ส่วนฐานหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละไม่เกิน 3 เที่ยว

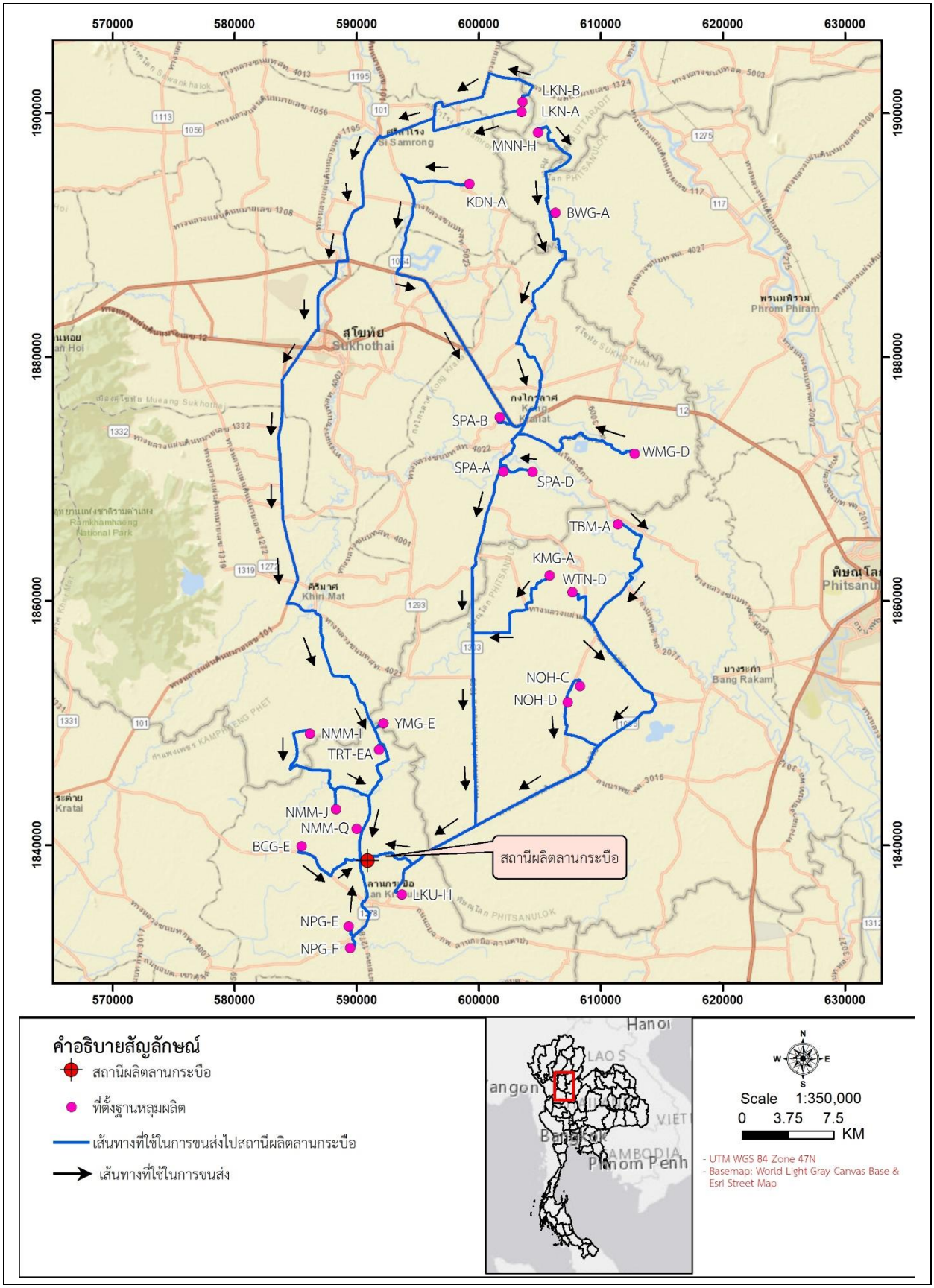
5/ การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ 120 ลิตร/วัน/ฐานหลุมผลิตในระยะทดสอบหลุม และมีการเก็บสำรองน้ำมันดีเซลไว้ที่ถังขนาดความจุ 2.2 ลูกบาศก์เมตร โดยรถขนส่งน้ำมันดีเซลขนาด 36,000 ลิตร ของโครงการฯ จะเข้ามาเติมน้ำมันลงถังกักเก็บเมื่อตรวจพบปริมาณคงเหลือในถังน้อยกว่าร้อยละ 30 ของปริมาตรกักเก็บ ประมาณสัปดาห์ละ 1 ครั้ง หรือตามแผนงานที่กำหนดไว้



รูปที่ 2-142 เส้นทางการขนส่งน้ำมันดิบจากพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระ ในระยะทดสอบหลุม



รูปที่ 2-143 เส้นทางการขนส่งพนักงานและน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในระยะทดสอบหลุม



รูปที่ 2-144 เส้นทางการขนส่งของเสียไม่อันตรายและน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (ของเสียอันตราย) จากพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไปยังสถานีผลิตลานกระบือ ในระยะทดสอบหลุม

2.7.3.4 ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

การขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ในครั้งนี้ อาจส่งผลต่อปริมาณการใช้ยานพาหนะที่ใช้ในการขนส่งที่เปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากปริมาณปิโตรเลียมที่ได้เพิ่มขึ้นจากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งที่มีการขอเจาะหลุมปิโตรเลียมเพิ่มเติมและฐานหลุมผลิตที่ขอเพิ่มรูปแบบการผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต ซึ่งมีฐานหลุมผลิตที่โครงการฯ พิจารณาการขนส่งในระยะผลิตปิโตรเลียม ทั้งหมด 30 แห่ง ประกอบด้วย ฐานหลุมผลิตที่ขอเจาะหลุมปิโตรเลียมเพิ่มเติม จำนวน 23 แห่ง และฐานหลุมผลิตที่ขอเพิ่มรูปแบบการผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต จำนวน 8 แห่ง ทั้งนี้ สำหรับฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q) ปัจจุบันมีการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม

การขนส่งหลักของโครงการฯ ในระยะการผลิตผ่านฐานหลุมผลิต ประกอบด้วย การขนส่งน้ำมันดิบไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระ การขนส่งปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลว (น้ำมันดิบและน้ำ) จากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งไปยังสถานีผลิตย่อยใกล้เคียง และ/หรือ สถานีผลิตลานกระบือ การขนส่งพนักงาน การขนส่งของเสียไปกำจัด (ของเสียไม่อันตราย) การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (ของเสียอันตราย) และการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

(1) การขนส่งน้ำมันดิบและน้ำจากกระบวนการผลิต

ของเหลว (น้ำมันดิบและน้ำจากกระบวนการผลิต) ที่ได้จากการผลิตปิโตรเลียมที่ฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง หากค่าอัตราส่วนน้ำต่อน้ำมันดิบ (BS&W) น้อยกว่าร้อยละ 0.5 จะเป็น Dry Crude สามารถขนส่งด้วยรถบรรทุกน้ำมันไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระได้โดยตรง เพื่อส่งไปขายยังโรงกลั่นน้ำมันต่อไป แต่หากค่า BS&W มากกว่าร้อยละ 0.5 ของเหลวจะถูกขนส่งด้วยรถบรรทุกน้ำมันไปยังสถานีผลิตย่อยใกล้เคียง และ/หรือสถานีผลิตลานกระบือ เพื่อเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำออกจากน้ำมัน แล้วจึงขนส่งน้ำมันไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระต่อไป สำหรับปิโตรเลียมที่ได้จากฐานหลุมผลิต การคาดการณ์การขนส่งจะประเมินโดยรวมปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากการเจาะหลุมปิโตรเลียม แยกพิจารณาออกเป็น 2 กรณี ดังนี้

1) กรณีที่ปิโตรเลียมที่ได้มีค่าอัตราส่วนน้ำต่อน้ำมันดิบ (BS&W) น้อยกว่าร้อยละ 0.5 จะเป็น Dry Crude โดยโครงการฯ จะขนส่งปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระ เมื่อพิจารณาปริมาณของเหลว (น้ำมันดิบ) ที่คาดว่าจะผลิตได้จากฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ในครั้งนี้ พบว่า มีปริมาณประมาณ [redacted] บาร์เรล/วัน ตามลำดับเส้นทางการขนส่งปิโตรเลียมไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระ แสดงดัง**รูปที่ 2-145**
2) กรณีที่ปิโตรเลียมที่ได้มีค่าอัตราส่วนน้ำต่อน้ำมันดิบ (BS&W) มากกว่าร้อยละ 0.5 จะเป็น Wet Crude เมื่อพิจารณาปริมาณของเหลวที่ขนส่งจากปริมาณของเหลว (น้ำมันดิบและน้ำจากกระบวนการผลิต) ที่คาดว่าจะผลิตได้จากฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ในครั้งนี้ พบว่า มีปริมาณประมาณ [redacted] บาร์เรล/วัน โดยการขนส่งปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งของโครงการฯ ไปยังสถานีผลิตย่อย และ/หรือสถานีผลิตลานกระบือ แสดงดัง **รูปที่ 2-146**

ทั้งนี้ ในกรณีที่ปิโตรเลียมที่ผลิตได้เป็น Wet Crude โครงการฯ จะขนส่งปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดรายฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ในครั้งนี้ไม่แตกต่างกันในแต่ละแห่ง ดัง**ตารางที่ 2-57**

ตารางที่ 2-57 สรุปสถานีผลิต/สถานผลิตย่อย ที่รองรับปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดรายฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ในครั้งนี้

สถานีผลิต/สถานผลิตย่อย	ฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดรายฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ในครั้งนี้
ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A)	• โนนพลวง-เอฟ (NPG-F)
สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)	• คุยม่วง-เอ (KMG-A) • หนองตูม-ซี (NTM-C)
สถานีผลิตลานกระบือ (F/STN)	ทุกฐานหลุมผลิต

หมายเหตุ: กรณีที่น้ำมันจากการผลิตคิดเป็น Wet Crude ค่า BS&W มากกว่าร้อยละ 0.5 จะขนส่งของเหลวไปยังสถานีผลิตย่อย และ/หรือ สถานีผลิตลานกระบือ โดยรถขนน้ำมันขนาด 220 บาร์เรลต่อเที่ยว ยกเว้นฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q) ซึ่งปัจจุบันมีการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะทำการลำเลียงปิโตรเลียมผ่านทางระบบท่อแทนการขนส่งโดยรถขนน้ำมัน

การขนส่งปิโตรเลียมดำเนินการโดยใช้รถขนส่งน้ำมันขนาด 220 บาร์เรล/คัน สรุประยะทางในการขนส่งปิโตรเลียมในระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิตดัง**ตารางที่ 2-58**

(2) การขนส่งพนักงาน

การขนส่งพนักงานใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก โดยทำการขนส่งพนักงานทั้งหมดจำนวน 5 คนในระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิต มีการขนส่งวันละ 2 เที่ยวต่อวัน สรุประยะทางในการขนส่งพนักงานจากสถานีผลิตลานกระบือแสดงดัง**ตารางที่ 2-58** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งพนักงานจากสถานีผลิตลานกระบือแสดงได้ดัง**รูปที่ 2-147**

(3) การขนส่งของเสียไม่อันตราย

ของเสียไม่อันตรายที่เกิดขึ้นในช่วงการผลิตปิโตรเลียมจะมาจากกิจกรรมของพนักงานประจำฐานหลุมผลิตซึ่งมีอยู่ประมาณ 5 คน คิดเป็นปริมาณ 5 กิโลกรัม/วัน (อัตราการเกิดของเสียไม่อันตรายที่ 1 กิโลกรัม/คน/วัน , สผ. 2560) หรือ 0.015 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ความหนาแน่นของของเสียไม่อันตรายประมาณ 1 ตัน/ 3 ลูกบาศก์เมตร) จะถูกขนส่งมายังพื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในสถานีผลิตลานกระบือโดยรถปิคอัพของบริษัทผู้รับเหมาเก็บขนของเสียของโครงการฯ ที่มีขนาดความจุ 3 ลูกบาศก์เมตรต่อคัน ทำการขนส่งไปกำจัด 3 วันต่อครั้ง ครั้งละ 1 คัน (เมื่อคิดจำนวนเที่ยวไป-กลับ) ก่อนจะขนส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต โดยสรุประยะทางในการขนส่งของเสียไม่อันตรายดัง**ตารางที่ 2-58** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งของเสียไม่อันตรายไปสถานีผลิตลานกระบือเพื่อส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต แสดงได้ดัง**รูปที่ 2-148**

ทั้งนี้ ปริมาณการขนส่งปิโตรเลียมของโครงการฯ ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-58** เป็นการประเมินในกรณีที่ฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งผลิตปิโตรเลียมได้เต็มศักยภาพการผลิต และดำเนินการพร้อมกันทั้ง 29 แห่ง (ไม่รวมฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q) ซึ่งปัจจุบันมีการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม) ซึ่งในทางปฏิบัติฐานหลุมผลิตของโครงการฯ อาจจะไม่ได้ผลิตพร้อมกันในคราวเดียว หรือกรณีที่มีการผลิตพร้อมกันปิโตรเลียมที่ผลิตได้ปริมาณปิโตรเลียมจะไม่ได้เป็นไปตามการคาดการณ์ปริมาณปิโตรเลียมสูงสุดของแต่ละแห่ง อีกทั้งหากในฐานหลุมผลิตที่ผลิตด้วยอุปกรณ์การผลิตแบบ MPF มีปริมาณปิโตรเลียมสูงเพียงพอ โครงการฯ จะพิจารณาวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมต่อไป

(4) การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมัน

การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตในช่วงฤดูฝน ไปกำจัดที่สถานีผลิตลานกระบือโดยรถบรรทุกน้ำความจุ 35 ลูกบาศก์เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างใหม่ มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละ 2 เที่ยว ส่วนฐานหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละไม่เกิน 3 เที่ยว มีระยะทางขนส่งประมาณ 5 – 88 กิโลเมตร ดัง**ตารางที่ 2-58** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันจากฐานหลุมผลิตไปยังสถานีผลิตลานกระบือแสดงได้ดัง**รูปที่ 2-148**

(5) การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซล

การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะดำเนินการโดยรถขนส่งน้ำมันดีเซล ขนาด 36,000 ลิตร ประมาณทุก ๆ 2 วัน หรืออาจปรับเปลี่ยนแผนการขนส่งตามความเหมาะสม ขึ้นอยู่กับลักษณะของกิจกรรมในแต่ละช่วงเวลา มีระยะทางขนส่งประมาณ 5 – 88 กิโลเมตร ดัง**ตารางที่ 2-58** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลจากสถานีผลิตลานกระบือ แสดงได้ดัง**รูปที่ 2-147**

ตารางที่ 2-58 สรุปจำนวนเที่ยวขนส่งและระยะทางการขนส่งในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

ฐานหลุมผลิต	รถบรรทุกน้ำมัน (Dry)[1/]		รถบรรทุกน้ำมัน (Wet)[2/]		รถขนส่งพนักงาน[3/]		การขนส่งของเสียไม่อันตราย[4/]		การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต[5/]		การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า[6/]	
	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางไปคลังน้ำมันดิบบึงพระ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางไปยังสถานีผลิตย่อย (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)
1) บึงช้าง-อี (BCG-E)	6	61	6	9	2	9	1	9	2	9	1	9
2) บึงแวง-เอ (BWG-A)	14	69	16	67	2	67	1	67	3	67	1	67
3) คลองด่าน-เอ (KDN-A)	12	83	16	77	2	77	1	77	3	77	1	77
4) คุยม่วง-เอ (KMG-A)	2	39	6	8	2	37	1	37	3	37	1	37
5) ลำคูณ-เอ (LKN-A)	18	83	20	83	2	83	1	83	3	83	1	83
6) ลำคูณ-บี (LKN-B)	18	83	20	88	2	88	1	88	2	88	1	88
7) ลานกระบือ-เอช (LKU-H)	2	51	4	8	2	8	1	8	3	8	1	8
8) แม่น้ำน่าน-เอช (MNN-H)	18	83	20	77	2	77	1	77	3	77	1	77
9) หนองมะขาม-ไอ (NMM-I)	2	64	12	19	2	19	1	19	3	19	1	19
10) หนองมะขาม- เจ (NMM-J)	2	62	2	11	2	11	1	11	3	11	1	11
11) หนองมะขาม-คิว (NMM-Q)[7/]	0	0	0	0	0	0	0	0	3	5	1	5
12) หนองอ้อ-ซี (NOH-C)	2	35	2	31	2	31	1	31	3	31	1	31
13) หนองอ้อ-ดี (NOH-D)	12	35	20	29	2	29	1	29	2	29	1	29
14) โนนพลวง-อี (NPG-E)	8	57	10	10	2	10	1	10	3	10	1	10
15) โนนพลวง-เอฟ (NPG-F)	20	57	12	2	2	10	1	10	3	10	1	10
16) สามพญา-เอ (SPA-A)	8	51	10	40	2	40	1	40	3	40	1	40

ตารางที่ 2-58 สรุปจำนวนเที่ยวขนส่งและระยะทางการขนส่งในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

ฐานหลุมผลิต	รถบรรทุกน้ำมัน (Dry)[1/]		รถบรรทุกน้ำมัน (Wet)[2/]		รถขนส่งพนักงาน[3/]		การขนส่งของเสียไม่อันตราย[4/]		การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต[5/]		การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า[6/]	
	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางไปคลังน้ำมันดิบบึงพระ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางไปยังสถานีผลิตย่อย (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)
17) สามพญา-บี (SPA-B)	12	55	12	48	2	48	1	48	3	48	1	48
18) สามพญา-ดี (SPA-D)	2	55	2	44	2	44	1	44	3	44	1	44
19) ตะแบกงาม–เอ (TBM-A)	10	32	10	50	2	50	1	50	3	50	1	50
20) ทับแรต-อีเอ (TRT-EA)	2	55	4	12	2	12	1	12	3	12	1	12
21) วังไม้สูง-ดี (WMG-D)	8	46	8	56	2	56	1	56	3	56	1	56
22) วัดแตน-ดี (WTN-D)	18	35	18	42	2	42	1	42	2	42	1	42
23) ยางเมือง-อี (YMG-E)	4	54	4	14	2	14	1	14	2	14	1	14
24) หนองมะขาม-เอช (NMM-H)	6	63	10	12	2	12	1	12	3	12	1	12
25) หนองตูม-ซี (NTM-C)	8	37	10	3	2	33	1	33	3	33	1	33
26) ลานกระบือ-ที (LKU-T)	4	50	6	10	2	10	1	10	3	10	1	10
27) ลานกระบือ-แซด และแซดขยาย (LKU-Z&Z_Ext.)	8	47	20	9	2	9	1	9	3	9	1	9
28) ลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF)	2	47	6	7	2	7	1	7	3	7	1	7

ตารางที่ 2-58 สรุปจำนวนเที่ยวขนส่งและระยะทางการขนส่งในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

ฐานหลุมผลิต	รถบรรทุกน้ำมัน (Dry)[1/]		รถบรรทุกน้ำมัน (Wet)[2/]		รถขนส่งพนักงาน[3/]		การขนส่งของเสียไม่อันตราย[4/]		การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต[5/]		การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า[6/]	
	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางไปคลังน้ำมันดิบบึงพระ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางไปยังสถานีผลิตย่อย (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากฐานหลุมผลิตไปสถานีผลิตลานกระบือ (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทางจากสถานีผลิตลานกระบือไปยังฐานหลุมผลิต (กิโลเมตร)
29) ลานกระบือ- แชดซี (LKU-ZC)	2	52	6	11	2	11	1	11	3	11	1	11
30) ลานกระบือ-คิว (LKU-Q)	2	54	2	4	2	4	1	4	3	4	1	4

หมายเหตุ: 1/ น้ำมันจากการทดสอบหลุมเป็น Dry Crude ค่า BS&W น้อยกว่าร้อยละ 0.5 จะขนส่งน้ำมันไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระโดยจะใช้รถขนส่งน้ำมันขนาด 220 บาร์เรล

2/ กรณีที่น้ำมันจากการผลิตคิดเป็น Wet Crude ค่า BS&W มากกว่าร้อยละ 0.5 จะขนส่งของเหลวไปยังสถานีผลิตย่อยและ/หรือสถานีผลิตลานกระบือ โดยรถขนน้ำมันขนาด 220 บาร์เรลต่อเที่ยว โดยสถานีผลิต/สถานผลิตย่อย ที่รองรับปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ในครั้งนี้ สรุปดัง **ตารางที่ 2-57** ทั้งนี้ ในการประเมินระยะทางการขนส่งจะพิจารณาจากฐานหลุมผลิตไปยังสถานีผลิตย่อย

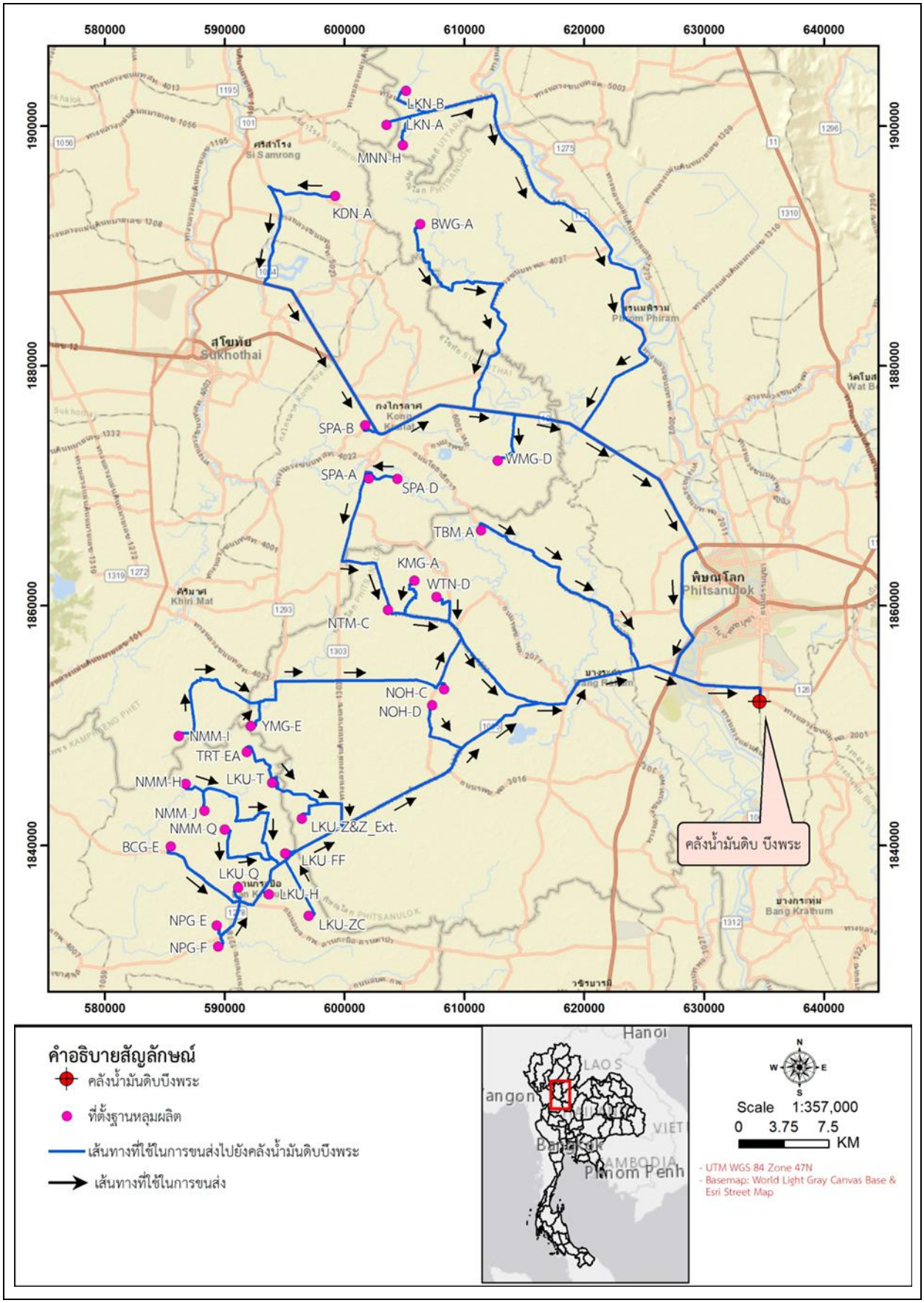
3/ การขนส่งพนักงานใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก ทำการขนส่งพนักงานจำนวน 5 คน ซึ่งมีการขนส่ง 2 เที่ยวต่อวัน โดยจะขนส่งจากพื้นที่สถานีผลิตลานกระบือ ไปยังฐานหลุมผลิตแต่ละฐาน

4/ การขนส่งของเสียไม่อันตรายจะถูกขนส่งไปจัดเก็บและรวบรวมไว้ที่สถานีผลิตลานกระบือ โดยความถี่ในการขนส่งของเสียไม่อันตราย เท่ากับ 3 วันต่อครั้ง

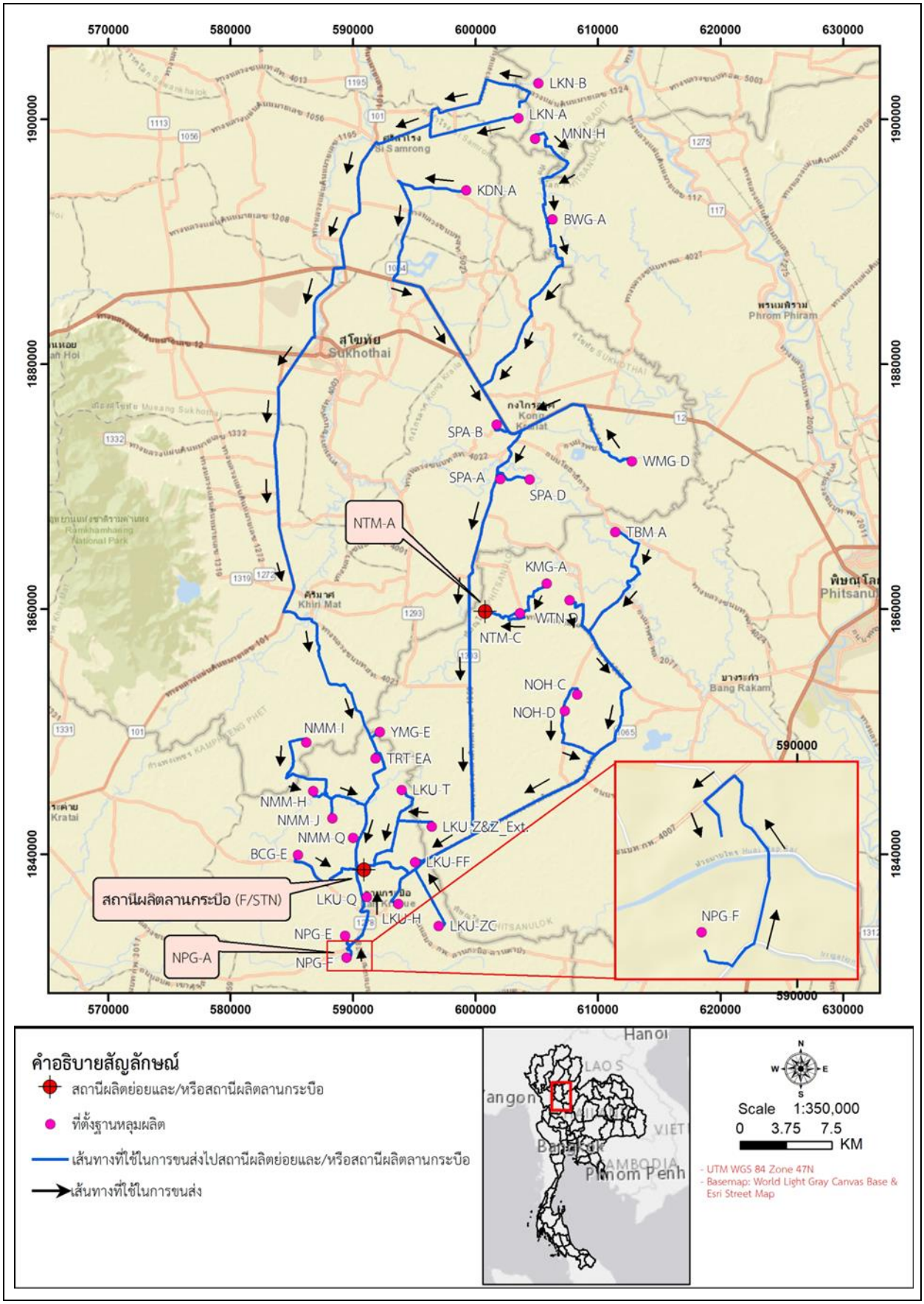
5/ การขนส่งน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตในช่วงฤดูฝน ไปกำจัดที่สถานีผลิตลานกระบือโดยรถบรรทุกน้ำความจุ 35 ลูกบาศก์เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างใหม่ มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละ 2 เที่ยว ส่วนฐานหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละไม่เกิน 3 เที่ยว

6/ การขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซลสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ 576 ลิตร/วัน/ฐานหลุมผลิตในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต และมีการเก็บสำรองน้ำมันดีเซลไว้ที่ถังขนาดความจุ 2.2 ลูกบาศก์เมตร โดยรถขนส่งน้ำมันดีเซลขนาด 36,000 ลิตร ของโครงการฯ จะเข้ามาเติมน้ำมันลงถังกักเก็บเมื่อตรวจพบปริมาณคงเหลือในถังน้อยกว่าร้อยละ 30 ของปริมาตรกักเก็บ ประมาณทุก ๆ 2 วัน หรือตามแผนงานที่กำหนดไว้

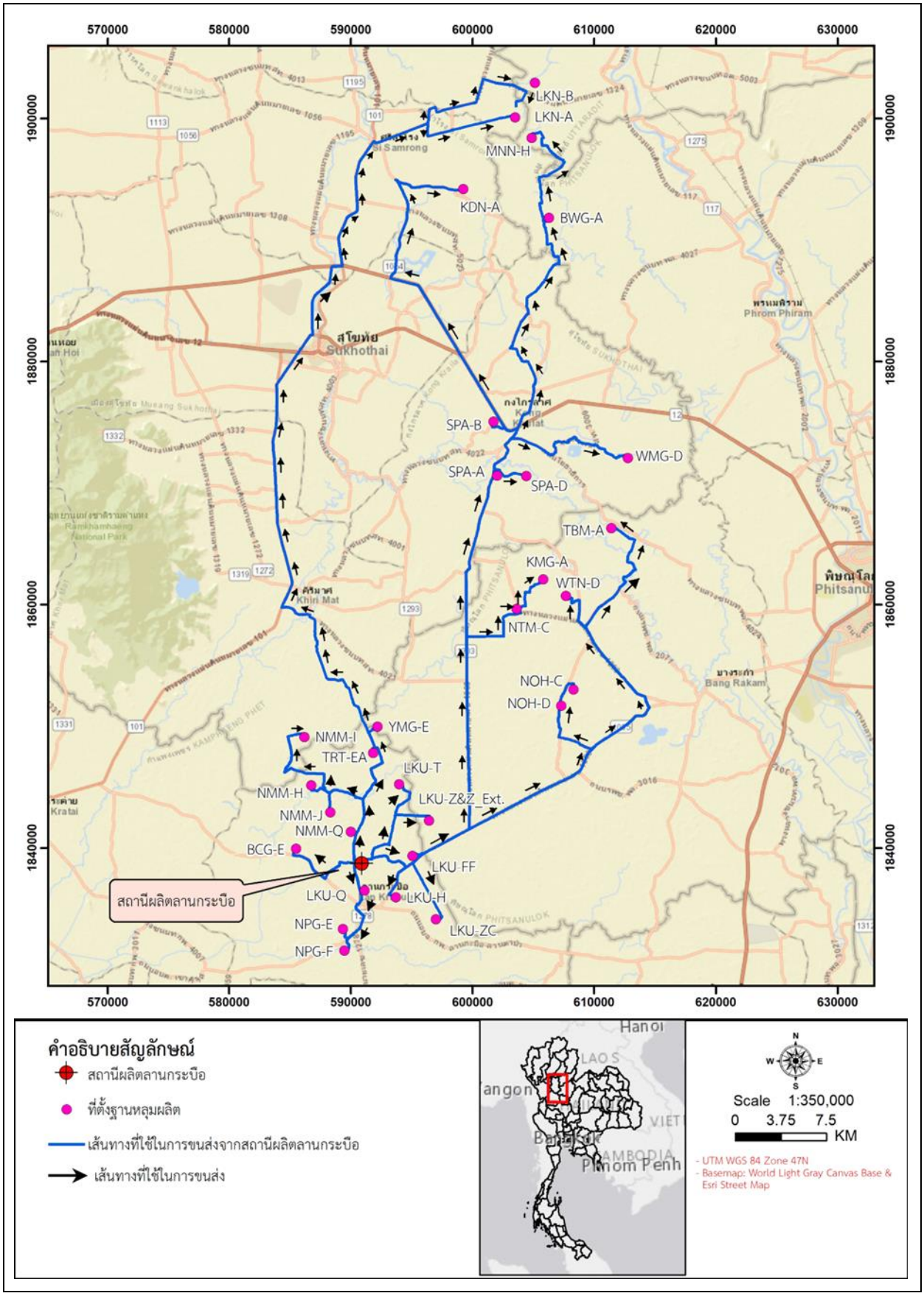
7/ ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q) ปัจจุบันมีการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม



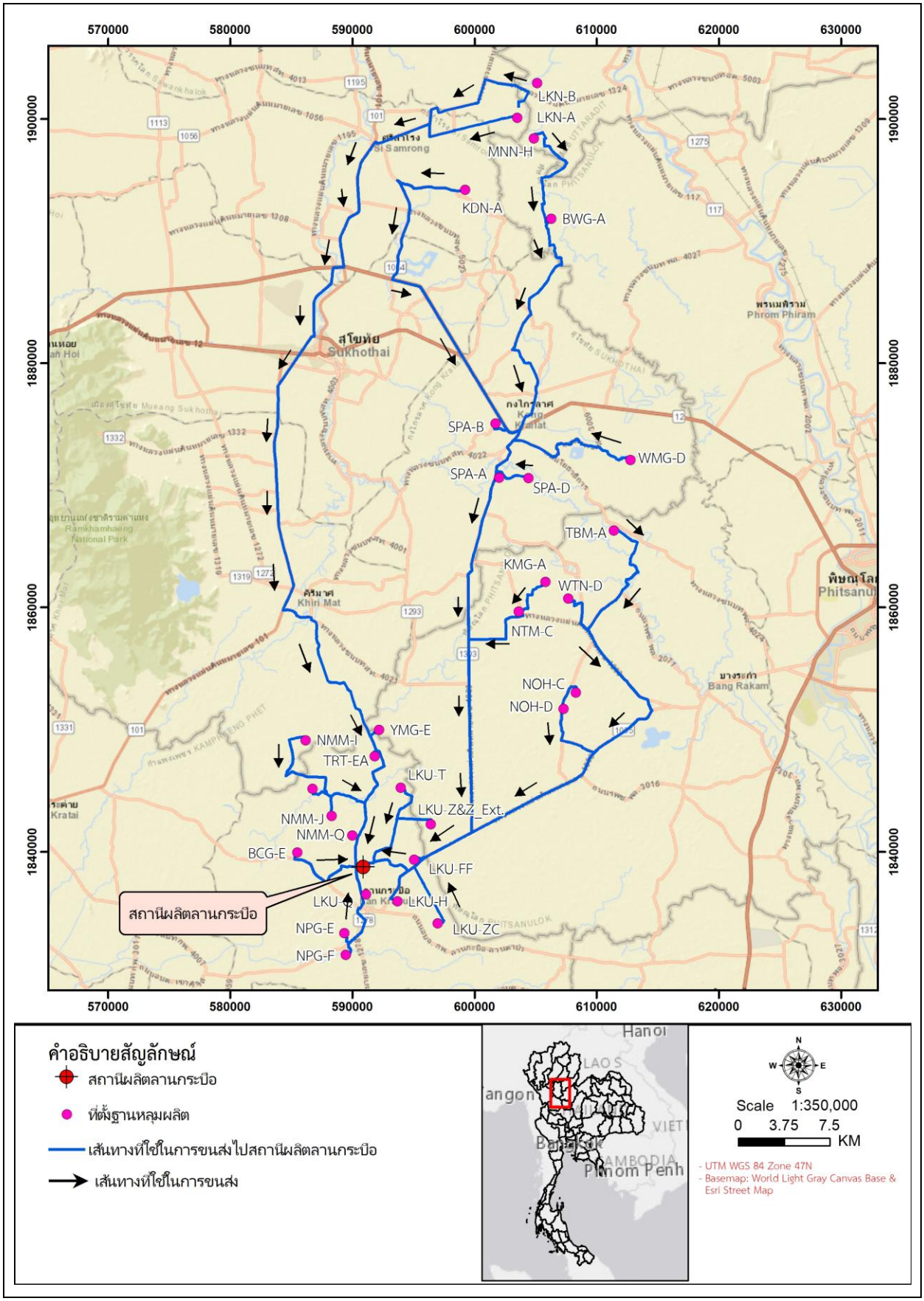
รูปที่ 2-145 เส้นทางการขนส่งน้ำมันดิบของแต่ละพื้นที่ฐานหลุมผลิตไปยังคลังน้ำมันดิบบึงพระ ในระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิต



รูปที่ 2-146 เส้นทางการขนส่งปิโตรเลียม ในระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิต



รูปที่ 2-147 เส้นทางการขนส่งพนักงาน และน้ำมันเชื้อเพลิงดีเซล ในระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิต



รูปที่ 2-148 เส้นทางการขนส่งของเสียไม่อันตราย และน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (ของเสียอันตราย) จากพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไปยังสถานีผลิตลานกระบือในระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิต

2.7.3.5 ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะพิจารณาการขนส่งในกิจกรรมการก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม ซึ่งมีแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ครั้งนี้ จำนวน 2 แนวท่อ ได้แก่ 1) แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และ 2) แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) การขนส่งในกิจกรรมการก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม มีรายละเอียดดังนี้

(1) การขนส่งวัสดุในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อ

จำนวนเที่ยวขนส่งวัสดุในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อจะคิดจากปริมาณวัสดุที่ต้องใช้ โดยปริมาณวัสดุถมที่ใช้สร้างถนนเลียบแนวท่อแสดงดัง**ตารางที่ 2-59** (อ้างถึง**หัวข้อ 2.5.5.2 (7)** ปริมาณวัสดุถมและแหล่งของวัสดุถมที่ใช้ในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อของโครงการฯ) โดยใช้เส้นทางคมนาคมขนส่งลูกรังและทราย ดังแสดงใน**รูปที่ 2-149** และ**รูปที่ 2-150** ตามลำดับ

(2) การขนส่งอุปกรณ์ก่อสร้างแนวท่อ

การขนส่งอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างแนวท่อจะใช้รถบรรทุก 10 ล้อ ขนส่งวันละ 10 เที่ยว/แนวท่อฯ การขนส่งอุปกรณ์จากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาซึ่งอยู่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ จะใช้เส้นทางคมนาคมขนส่งดังแสดงใน**รูปที่ 2-151**

(3) การขนส่งพนักงานก่อสร้างท่อ

การขนส่งพนักงานใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก โดยทำการขนส่งพนักงานจำนวน 40 คน วันละ 4 เที่ยว โดยจะขนส่งจากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาที่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ โดยใช้เส้นทางคมนาคมขนส่งดังแสดงใน**รูปที่ 2-151**

(4) การขนส่งน้ำที่ใช้ทดสอบท่อ

น้ำที่จะใช้ในการทดสอบท่อโดยวิธีชลสถิตย์ (Hydrostatic test) จะใช้น้ำจากบ่อบาดาลภายในฐานหลุมผลิตซึ่งเป็นฐานต้นทางของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม หลังจากการทดสอบแนวท่อแล้วเสร็จจะมีการทดสอบคุณภาพน้ำ ก่อนระบายสู่ธรรมชาติ ได้แก่ ความเป็นกรดและด่าง (pH) อุณหภูมิน้ำ (Temperature) ของแข็งแขวนลอย (SS) น้ำมันและไขมัน (Oil and Grease) กรณีไม่อยู่ในค่าที่กำหนด จะขนไปอัดกลับที่หลุมอัดกลับน้ำที่สถานีผลิตลานกระบือ โดยใช้รถบรรทุกน้ำขนาดความจุคันละ 10 ลูกบาศก์เมตร ตามเส้นทางคมนาคมขนส่ง แสดงดัง**รูปที่ 2-152** ซึ่งรายละเอียดปริมาณน้ำที่ใช้ในการทดสอบแนวท่ออ้างถึง**ตารางที่ 2-50** โดยโครงการฯฯ จะต้องใช้รถขนส่งน้ำที่ใช้ในการทดสอบการรั่วไหลของท่อโดยวิธีชลสถิตย์ สำหรับแต่ละแนวท่อ ดังนี้

1) แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ใช้รถที่ใช้ขนส่งน้ำที่ใช้ในการทดสอบการรั่วไหลของท่อโดยวิธีชลสถิตย์ จำนวน 1-3 คัน
2) แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิต

ประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) ใช้รถที่ใช้ขนส่งน้ำที่ใช้ในการทดสอบการรั่วไหลของท่อโดยวิธีชลสถิตย์ จำนวน 13 คัน

(5) การขนส่งของเสียไม่อันตราย

ของเสียไม่อันตรายที่เกิดขึ้นในช่วงระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมซึ่งจะมาจากกิจกรรมของพนักงานประมาณ 40 คน คิดเป็นปริมาณ 40 กิโลกรัม/วัน (อัตราการเกิดของเสียไม่อันตรายที่ 1 กิโลกรัม/คน/วัน, สผ. 2560) หรือ 0.12 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ความหนาแน่นของของเสียไม่อันตรายประมาณ 1 ตัน/ 3 ลูกบาศก์เมตร) จะถูกขนส่งมารวบรวม ณ พื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาก่อสร้าง โดยรถปิคอัพของผู้รับเหมาก่อสร้าง ที่มีขนาดความจุ 3 ลูกบาศก์เมตร/คัน ทำการขนส่งไปกำจัดทุกวัน ครั้งละ 1 คัน (เมื่อคิดจำนวนเที่ยวไป-กลับ) จากนั้นจะถูกส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต โดยสรุประยะทางในการขนส่งของเสียไม่อันตรายดัง**ตารางที่ 2-60** สำหรับโครงข่ายถนนที่ใช้ในการขนส่งของเสียไม่อันตรายไปยังสถานีผลิตลานกระบือ แสดงได้ดัง**รูปที่ 2-152**

ตารางที่ 2-59 จำนวนรถบรรทุกขนส่งวัสดุถมที่ใช้ในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อ

แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ความยาวแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ความยาวถนนเลียบแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	จำนวนวันที่ใช้ในการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อ[1/]	ดิน		ลูกรัง		ทราย	
				ปริมาณที่ต้องใช้ทั้งหมด	จำนวนเที่ยวขนส่งตลอดการก่อสร้าง[2/]	ปริมาณที่ต้องใช้ทั้งหมด	จำนวนเที่ยวขนส่งตลอดการก่อสร้าง[2/]	ปริมาณที่ต้องใช้ทั้งหมด	จำนวนเที่ยวขนส่งตลอดการก่อสร้าง[2/]
	(กิโลเมตร)	(กิโลเมตร)	(วัน)	(ลบ.ม.)	(เที่ยว/วัน)	(ลบ.ม.)	(เที่ยว/วัน)	(ลบ.ม.)	(เที่ยว/วัน)
แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)	2.48	2.48	75	12,945.6	18	1,041.6	2	892.8	2

หมายเหตุ : 1/ การก่อสร้างท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมทั้งหมดประมาณ 75 วัน

2/ รถสิบล้อ 1 คัน สามารถบรรทุกได้ประมาณ 10 ลูกบาศก์เมตร

ตารางที่ 2-60 ระยะทางและจำนวนรถที่ใช้ในการขนส่งในระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม

แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	การขนส่งดิน[1/]		การขนส่งลูกรัง[2/]		การขนส่งทราย[3/]		การขนส่งอุปกรณ์[4/]		การขนส่งพนักงาน[5/]		การขนส่งน้ำจากการทดสอบแนวท่อ[6/,7/]		การขนส่งของเสียไม่อันตราย[8/]	
	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/แนวท่อ)	ระยะทาง (กิโลเมตร)	จำนวนเที่ยวขนส่ง (เที่ยว/วัน)	ระยะทาง (กิโลเมตร)
แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฉ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)	18	5	2	72	2	20	10	42	4	42	1	37	1	37
- ท่อก๊าซขนาด 3 นิ้ว														
- ท่อน้ำมันขนาด 6 นิ้ว											3			
- ท่อน้ำขนาด 6 นิ้ว											3			
แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฉ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฉ่า-ดี (PTO-D)	-	-	-	-	-	-	10	24	4	24	13	31	1	31
- ท่อน้ำขนาด 6 นิ้ว														

หมายเหตุ: 1/ แหล่งดินที่อยู่ใกล้พื้นที่แต่ละฐานหลุมผลิต ในรัศมี 5 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิตต้นทางของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยทุกครั้งที่มีการขุดดินเพื่อนำไปใช้ในการถมปรับพื้นที่ของโครงการฯ จะมีการทำสัญญาระหว่างผู้รับเหมาก่อสร้างและเจ้าของบ่อ หรือชาวบ้านเจ้าของพื้นที่เพื่อมิให้เกิดข้อขัดแย้งในอนาคต

2/ แหล่งลูกรังอยู่ในพื้นที่อำเภอพรานกระต่าย จังหวัดกำแพงเพชร คิดระยะทางจากฐานหลุมผลิตต้นทางของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

3/ แหล่งทรายอยู่ในพื้นที่ตำบลบางระกำ อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก คิดระยะทางจากฐานหลุมผลิตต้นทางของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

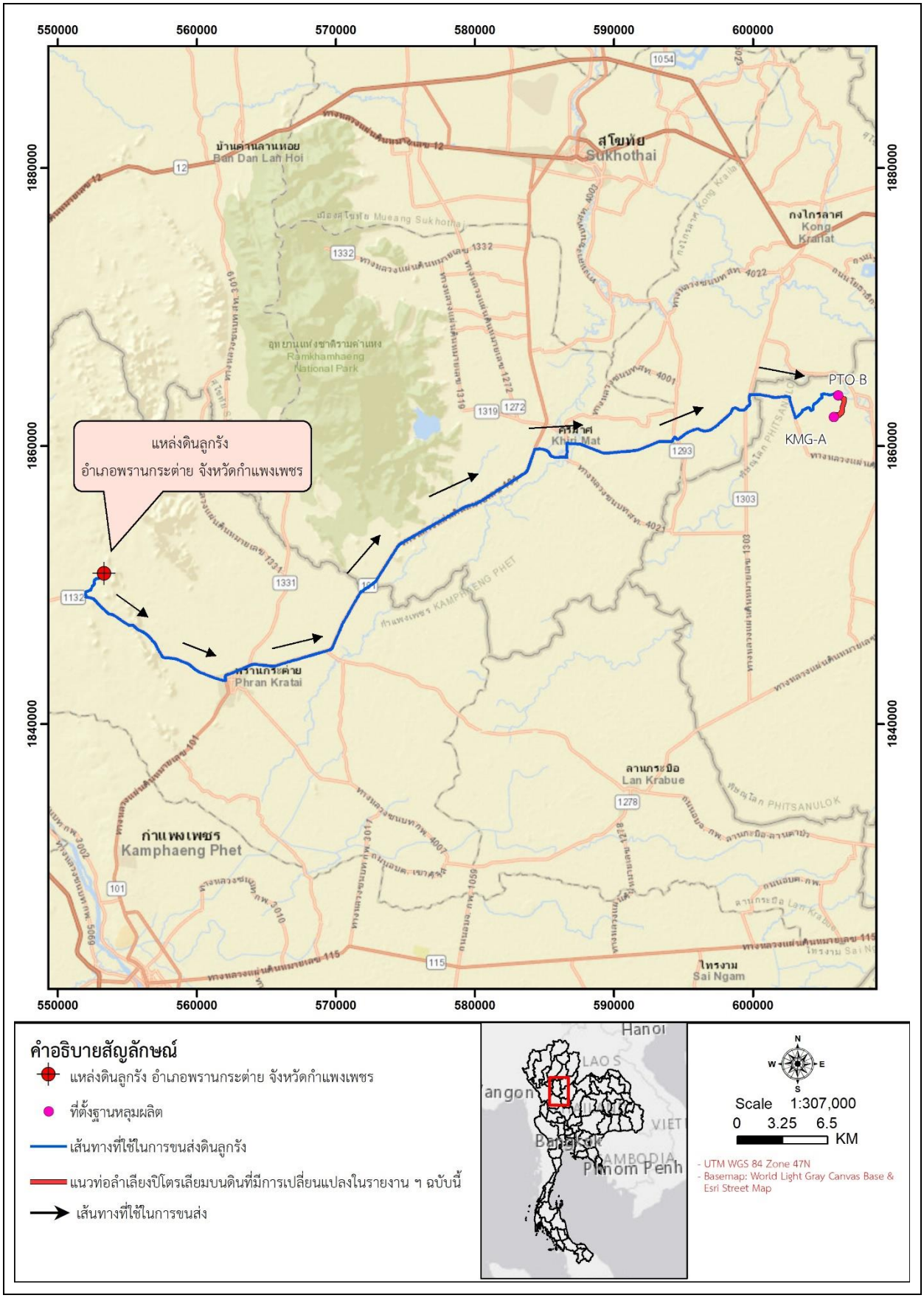
4/ การขนส่งวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างใช้รถบรรทุก 10 ล้อ ขนส่งวันละ 10 เที่ยวต่อวันต่อแนวท่อ โดยขนส่งอุปกรณ์จากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาซึ่งอยู่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ

5/ การขนส่งพนักงานในระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม ใช้รถปิคอัพหรือรถโดยสารขนาดเล็ก ทำการขนส่งพนักงานจำนวน 40 คน วันละ 4 เที่ยวต่อวัน โดยจะขนส่งจากพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาที่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ ซึ่งเป็นจุดรวมพลพนักงานก่อนเดินทางไปพื้นที่ก่อสร้างแนวท่อ

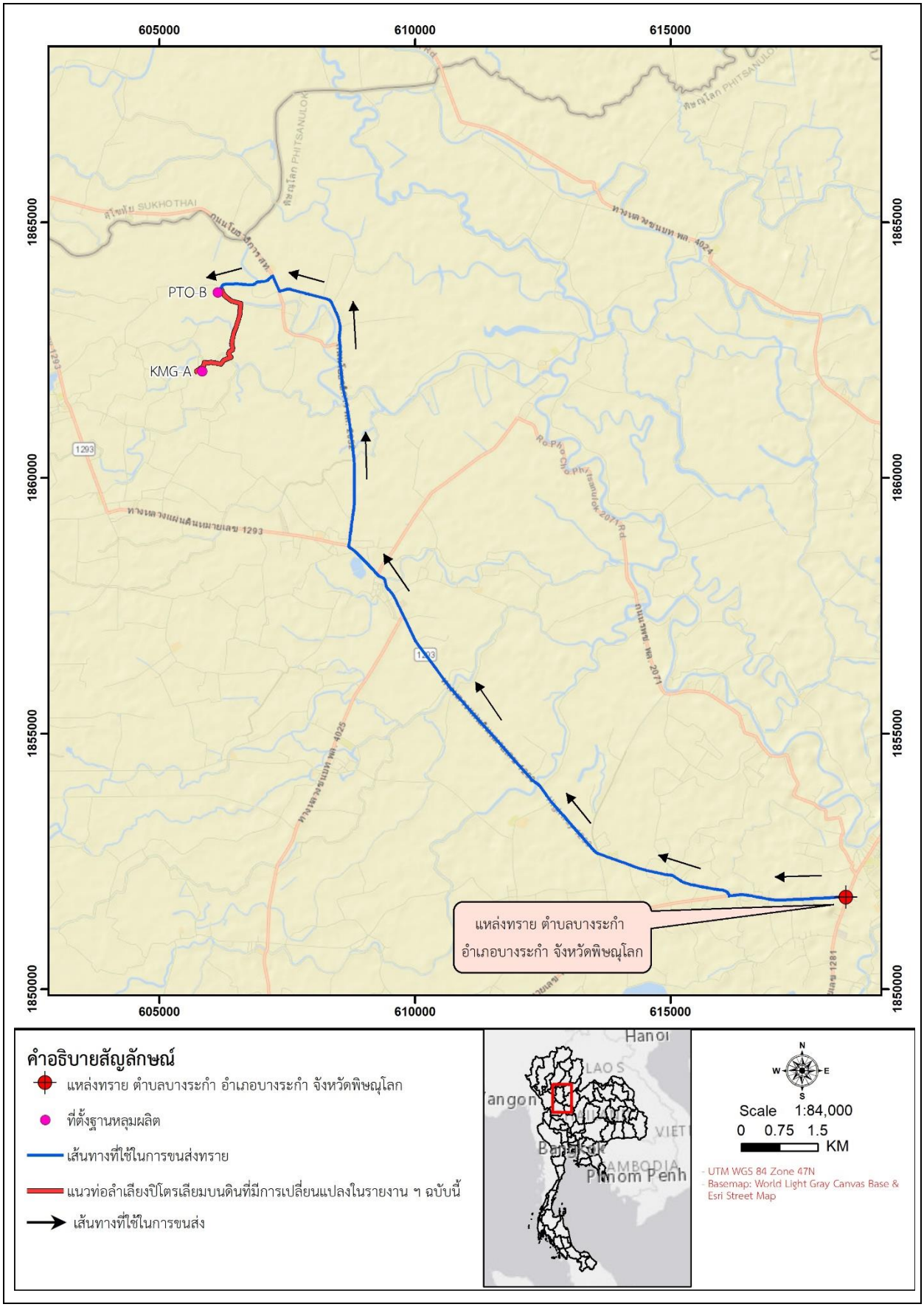
6/ น้ำที่จะใช้ในการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยวิธีชลสถิตย์จะใช้น้ำจากบ่อบาดาลภายในฐานหลุมผลิตซึ่งเป็นฐานต้นทางของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

7/ น้ำที่เกิดขึ้นจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยวิธีชลสถิตย์ หลังจากการทดสอบแนวท่อแล้วเสร็จจะมีการทดสอบคุณภาพน้ำ ก่อนระบายสู่ธรรมชาติ ได้แก่ ความเป็นกรดและด่าง (pH) อุณหภูมิน้ำ (Temperature) ของแข็งแขวนลอย (SS) น้ำมันและไขมัน (Oil and Grease) กรณีไม่อยู่ในค่าที่กำหนด จะขนไปอัดกลับที่หลุมอัดกลับน้ำที่สถานีผลิตลานกระบือโดยรถขนส่งของผู้รับเหมาก่อสร้างแนวท่อ

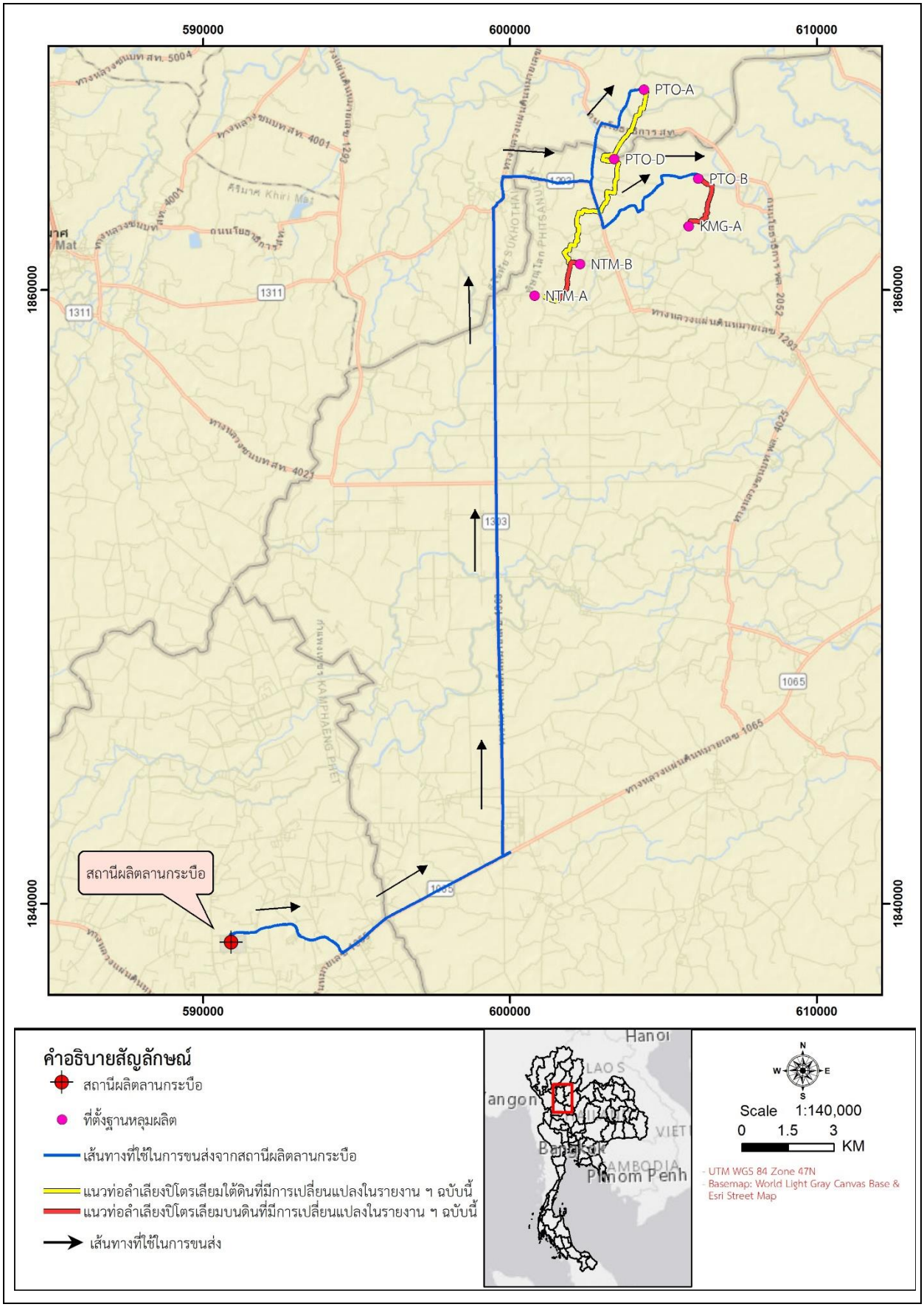
8/ การขนส่งของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่จะถูกขนส่งไปจัดเก็บและรวบรวมไว้ที่สำนักงานของผู้รับเหมาที่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ



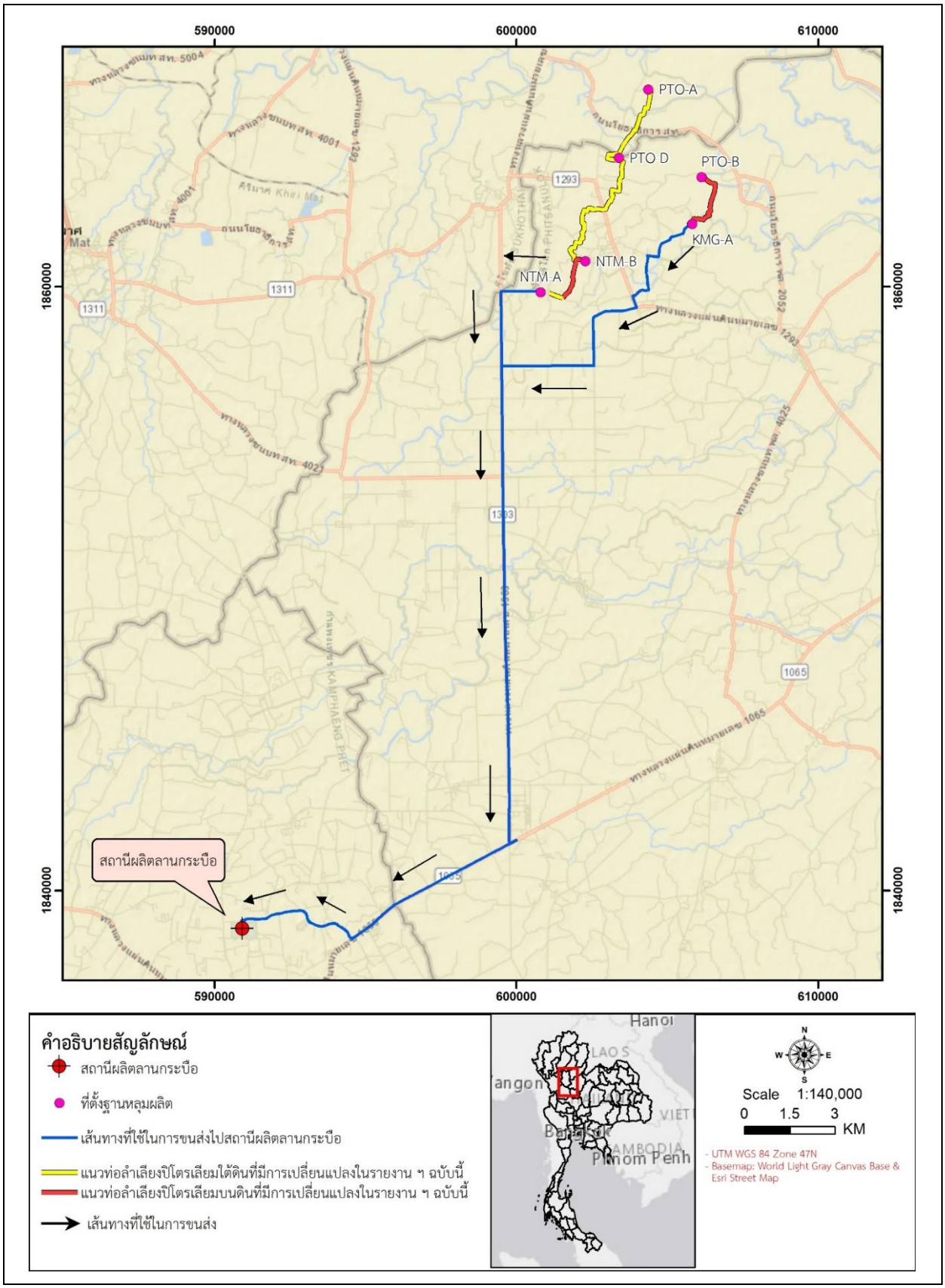
รูปที่ 2-149 เส้นทางการขนส่งลูกรังไปยังพื้นที่ฐานหลุมผลิตต้นทางของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม



รูปที่ 2-150 เส้นทางการขนส่งทรายไปยังพื้นที่ฐานหลุมผลิตต้นทางของแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม



รูปที่ 2-151 เส้นทางการขนส่งพนักงานและอุปกรณ์การก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม



รูปที่ 2-152 เส้นทางการขนส่งน้ำจากการทดสอบแนวท่อด้วยวิธีชลสถิตย์ และของเสียไม่อันตรายจากพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไปยังสถานีผลิตลานกระบือ

2.7.4 ระบบระบายน้ำและการป้องกันน้ำท่วม

ตามมาตรฐานการก่อสร้างฐานหลุมผลิตของเจ้าของโครงการฯ จะก่อสร้างให้สูงกว่าระดับน้ำท่วมสูงสุดที่เคยเกิดขึ้น ซึ่งฐานหลุมผลิตที่จะมีกิจกรรมการก่อสร้างและติดตั้งในการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ ประกอบด้วย ฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างแล้วและวางแผนปรับปรุงพื้นที่ฐานหลุมผลิต จำนวน 18 แห่ง และฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้าง จำนวน 5 แห่ง โดยฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างแล้วและวางแผนปรับปรุงพื้นที่ฐานหลุมผลิต จะก่อสร้างให้มีระดับความสูงปรับถมเท่ากับระดับพื้นที่เดิม ส่วนฐานหลุมผลิตที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้างจะก่อสร้างให้สูงกว่าระดับน้ำท่วมสูงสุดตามที่ได้ศึกษาไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง

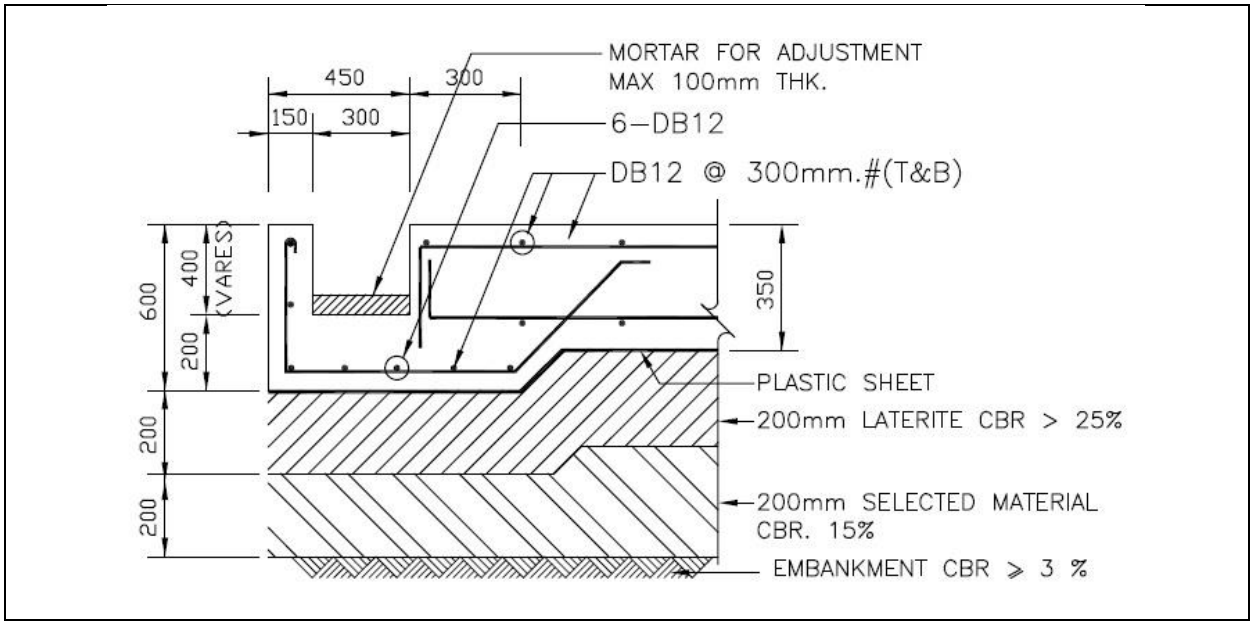
ทั้งนี้ ฐานหลุมผลิตบึงช้าง-อี (BCG-E) ซึ่งเป็นฐานหลุมผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงที่ตั้งฐานหลุมผลิต โครงการฯ ได้พิจารณาระดับความสูงพื้นที่ปรับถมจากสถิติระดับน้ำท่วมสูงสุดบริเวณพื้นที่โครงการฯ ในปี พ.ศ. 2554 ซึ่งเป็นปีที่เกิดน้ำท่วมเนื่องจากปริมาณฝนที่ตกหนัก (ฝนในรอบ 100 ปี – 100 years return period) พบว่า มีระดับน้ำท่วมสูงสุดเกิดขึ้นบริเวณพื้นที่โครงการฯ สูงประมาณ 0.5 เมตร จากระดับพื้นดิน (ได้รับข้อมูลจากการเก็บข้อมูลภาคสนามของบริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ในเดือนมกราคม พ.ศ. 2566) นอกจากนี้ ฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งยังมีการก่อสร้างคันดินความสูง 1 เมตร ล้อมรอบฐานหลุมผลิตเพื่อป้องกันน้ำท่วมและการปนเปื้อนจากน้ำไหลบ่าภายในฐานหลุมผลิต ดังรายละเอียดใน **หัวข้อ 2.5.2.1.(3) การก่อสร้างฐานหลุมผลิต**

การระบายน้ำภายในพื้นที่โครงการฯ สามารถแบ่งพื้นที่การพิจารณาเป็น 3 ส่วน คือ การระบายน้ำบริเวณพื้นที่ส่วนที่ดาดคอนกรีต การระบายน้ำบริเวณพื้นที่ส่วนที่บดอัดด้วยลูกรังอัดแน่นซึ่งรวมถึงพื้นที่กันชนโดยรอบพื้นที่ฐานหลุมผลิต และบริเวณถนนทางเข้าฐานหลุมผลิต และถนนเลียบแนวท่อ โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) <u>บริเวณที่ดาดคอนกรีต</u> เป็นบริเวณที่มีกิจกรรมการเจาะหลุมปิโตรเลียม ซึ่งอาจมีการปนเปื้อนน้ำมัน การระบายน้ำฝนที่ตกลงในบริเวณพื้นที่ดาดคอนกรีตนี้ จะถูกรวบรวมผ่านรางระบายน้ำคอนกรีตรูปตัว "U" กว้าง 0.3 เมตร ลึก 0.3 เมตร รอบฐานคอนกรีต (แสดงดัง**รูปที่ 2-153** และ**รูปที่ 2-154**) และไหลลงสู่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) ขนาดความจุ 750 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งบ่อคอนกรีตเก็บน้ำดังกล่าวจะได้รับการตรวจสอบระดับน้ำอย่างสม่ำเสมอโดยเฉพาะในช่วงฤดูฝน โดยถ้ามีระดับน้ำสูงเกินกว่า 3 ใน 4 ของปริมาตรบ่อ เจ้าหน้าที่ประจำฐานหลุมผลิตจะแจ้งให้รถสูบน้ำ (แสดงดัง**รูปที่ 2-155**) เข้ามาสูบไปกำจัดที่บ่อ API Separator ในสถานีผลิตลานกระบือโดยไม่มีการระบายลงสู่แหล่งน้ำธรรมชาติ

ส่วนพื้นที่สำหรับตั้งถังเก็บน้ำมันซึ่งอยู่ในพื้นที่ดำเนินการผลิตปิโตรเลียม มีการดาดคอนกรีตและสร้างรางระบายน้ำล้อมรอบไว้เช่นกัน และน้ำจากรางระบายดังกล่าวจะไหลลงสู่ Sump Pit เพื่อรวบรวมน้ำที่อาจปนเปื้อนน้ำมัน และเจ้าหน้าที่ประจำฐานหลุมผลิตจะแจ้งให้รถสูบน้ำเข้ามาสูบไปกำจัดที่บ่อ API Separator ในสถานีผลิตลานกระบือต่อไป

นอกจากนี้ ภายหลังจากที่เจาะหลุมปิโตรเลียมแล้ว เจ้าของโครงการฯ จะจัดให้มีเจ้าหน้าที่เข้าไปตรวจสอบระดับน้ำในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) อย่างน้อยสัปดาห์ละครั้ง เพื่อเฝ้าระวังไม่ให้น้ำในบ่อไหลล้นออกนอกพื้นที่บ่อคอนกรีต และเพิ่มความถี่ในการตรวจสอบในช่วงฤดูฝน โดยโครงการฯ จะจัดหารถสูบน้ำมาสูบออกไปยัง API Separator ในสถานีผลิตลานกระบือ เมื่อน้ำในบ่อน้ำมีปริมาณ 3 ใน 4 ของความจุบ่อ ดังนั้นน้ำในส่วนนี้จึงไม่มีการระบายออกสู่พื้นที่ภายนอกโครงการฯ



รูปที่ 2-153 ภาพตัดขวางของรางระบายน้ำคอนกรีตรูปตัว U



รางระบายน้ำรอบพื้นที่ดาดคอนกรีต



บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ



พื้นที่ส่วนดำเนินการผลิตบริเวณถังเก็บน้ำมัน

รูปที่ 2-154 ตัวอย่างรางคอนกรีตรูปตัว U บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ และพื้นที่ส่วนดำเนินการผลิต



รูปที่ 2-155 ตัวอย่างรถสูบน้ำปนเปื้อนจากพื้นที่ฐานหลุมผลิต

Well Cellar ที่ติดตั้งในพื้นที่ดาดคอนกรีตเป็นพื้นที่ที่ใช้รองรับการปนเปื้อนน้ำมันจากหัวบ่อ (แสดงดัง**รูปที่ 2-156**) โดยมีมาตรการจัดการน้ำปนเปื้อน คือ ถ้าระดับน้ำใน Well Cellar สูง จะถูกสูบขนส่งไปกำจัดที่ระบบ API Separator ในสถานีผลิตลานกระบือก่อน ซึ่งในพื้นที่ดังกล่าวจะมีพนักงานฝ่ายผลิต (Operator) คอยตรวจเช็คระดับน้ำในหัวบ่อเป็นประจำทุกวัน และเป็นผู้ประสานงานกับรถน้ำที่จะมาสูบถ่ายไปกำจัด หลังจากกิจกรรมดังกล่าวเสร็จสิ้น จะมีการทำความสะอาดพื้นที่

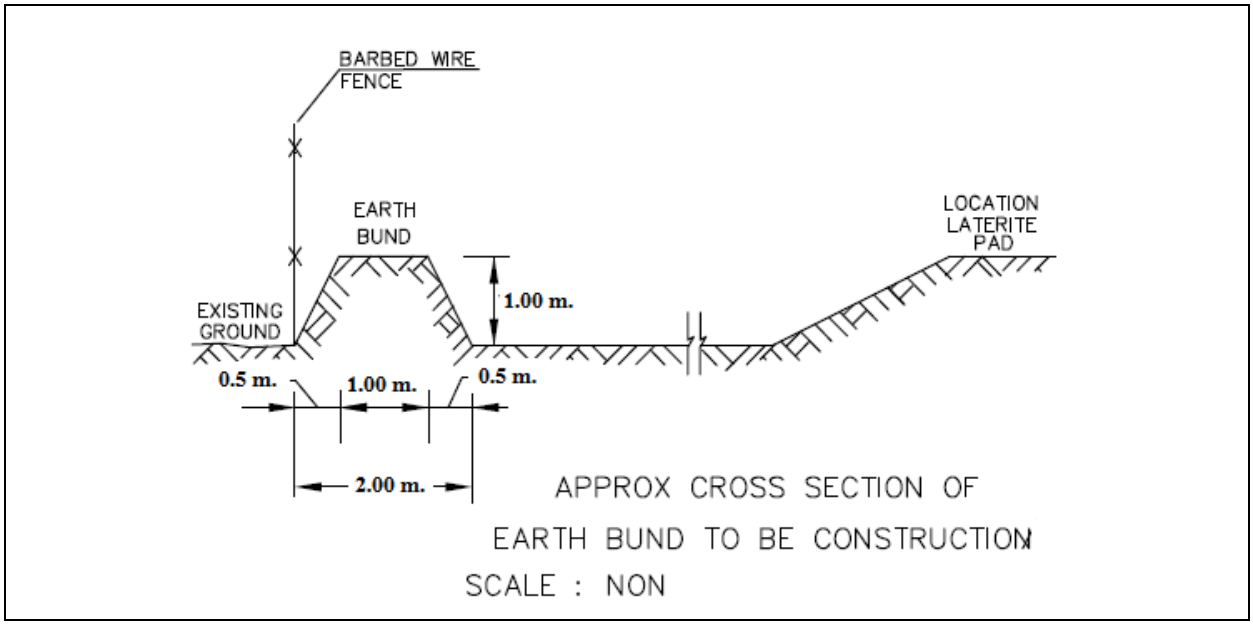


รูปที่ 2-156 Well Cellar

(2) <u>บริเวณที่บดอัดด้วยลูกรังแน่น</u> เป็นบริเวณที่ใช้สำหรับเป็นพื้นที่จอดรถ พื้นที่วางอุปกรณ์สนับสนุนการเจาะ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และห้องควบคุมการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ ซึ่งเป็นบริเวณที่ไม่มีการปนเปื้อน ส่วนของพื้นที่ที่บดอัดด้วยดินลูกรังจะออกแบบให้มีความลาดเทร้อยละ 0.3 เพื่อให้น้ำฝนสามารถไหลระบายออกไปได้ทั้ง 4 ด้านของฐานหลุมผลิต (แสดงดัง**รูปที่ 2-157**) โดยโครงการฯ ได้จัดให้มีพื้นที่กันชนโดยรอบฐานหลุมผลิต และมีคันดินสูงประมาณ 1 เมตรกั้นโดยรอบ เพื่อไม่ให้น้ำฝนส่วนนี้ระบายออกนอกพื้นที่โครงการฯ รายละเอียดของขนาดและภาพตัดขวางคันดินโดยรอบของพื้นที่โครงการฯ แสดงดัง**รูปที่ 2-158**



รูปที่ 2-157 ตัวอย่างพื้นที่บดอัดด้วยลูกรังอัดแน่น



รูปที่ 2-158 ขนาดและภาพตัดขวางโดยรอบของคันดิน (Buffer Zone)

(3) <u>บริเวณถนนทางเข้าฐานหลุมผลิต และถนนเลียบแนวท่อ</u> จะจัดให้มีท่อระบายน้ำขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 0.6 เมตร หรือมีพื้นที่หน้าตัดรวมเท่ากัน หรือตามที่ตกลงกับเจ้าของพื้นที่ ลอดใต้ถนนทางเข้าเพื่อป้องกันการกีดขวางการระบายน้ำ และปรับถมระดับถนนให้สูงขึ้นจากระดับน้ำท่วมสูงสุด ส่วนถนนเลียบแนวท่อ (Access Road) ใช้ประโยชน์เพื่อการตรวจสอบและซ่อมบำรุงตลอดแนววางท่อ และเพื่อการใช้ประโยชน์ของท้องถิ่นเป็นเส้นทางสัญจร ถนนจะได้รับการก่อสร้างตามมาตรฐานของเจ้าของโครงการฯ โดยมีความสูงมากกว่าระดับน้ำท่วมสูงสุดที่เกิดขึ้นในพื้นที่ 0.5 เมตร ซึ่งเมื่อมีแนวถนนตัดผ่านทางน้ำ เช่น ลำราง คลอง ก็จะวางท่อลอด หรือ Box Culvert เพื่อไม่ให้กีดขวางทางน้ำ

2.8 ของเสีย น้ำเสีย มลสารทางอากาศ เสียง และการจัดการ

2.8.1 ของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตราย

การจัดการของเสียของโครงการฯ ดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติงานของ ปตท.สผ. เรื่องการจัดการของเสีย (SSHE-106-PDR-521: Waste Management Procedure) และแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ (**ภาคผนวก 2-3.7**) ที่จัดทำขึ้นโดยสอดคล้องตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2556 เพื่อให้สามารถควบคุมการจัดการของเสีย สิ่งปฏิกูล หรือวัสดุสารเคมีที่ไม่ใช้แล้วจากโครงการฯ ไม่ให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัยและสุขอนามัยของประชาชน โดยมีกรอบและแนวทางการจัดการของเสียครอบคลุมทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายทั้งหมดที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในแปลง S1 ซึ่งจะพิจารณาการจัดการของเสียเป็นลำดับขั้น โดยให้ความสำคัญกับการหลีกเลี่ยงการก่อกำเนิดของเสียเป็นอันดับแรก จากนั้นพิจารณาการลดปริมาณการก่อกำเนิดของเสีย การนำกลับมาใช้ซ้ำ การนำกลับมาใช้ใหม่ การนำกลับคืน และการกำจัด

นอกจากนี้ โครงการฯ ได้ดำเนินการตรวจสอบผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัดของเสียของโครงการฯ โดยผู้รับจัดการของเสียทุกรายต้องได้รับใบอนุญาตถูกต้องตามกฎหมาย และมีการตรวจประเมินความสามารถในการปฏิบัติงานทั้งก่อนและขณะปฏิบัติงาน เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่ามีคุณสมบัติเหมาะสมตามข้อกำหนดของ ปตท.สผ. และกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

รายละเอียดแหล่งที่มาของของเสีย และแนวทางการจัดการของเสีย ในแต่ละระยะการดำเนินการของโครงการฯ มีดังนี้

1. แหล่งที่มาของของเสีย

แหล่งที่มาของของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในแปลง S1 แบ่งตามระยะของการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่ ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ระยะทดสอบหลุม ระยะผลิตปิโตรเลียม และระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

<u>ของเสียจากระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต</u>

- ของเสียประเภทมูลฝอยทั่วไป เช่น เศษอาหาร โฟม เศษไม้ เป็นต้น
- ของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ เช่น แก้ว พลาสติก กระดาษ เศษโลหะ เป็นต้น
- ของเสียอันตราย เช่น ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน เป็นต้น

<u>ของเสียจากระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม</u>

- ของเสียจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงบน เช่น โคลนที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (WBM) และเศษดินเศษหินจากการเจาะโดยใช้โคลนที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water-based mud cuttings: WBM cuttings) เป็นต้น
- ของเสียจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมช่วงกลางและช่วงล่าง เช่น โคลนที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic-based mud: SBM) และเศษดินเศษหินจากการเจาะโดยใช้โคลนที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (SBM cuttings) เป็นต้น

- ของเสียประเภทมูลฝอยทั่วไป เช่น เศษอาหาร โฟม เศษไม้ เป็นต้น
- ของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ เช่น แก้ว พลาสติก กระดาษ กล่องกระดาษ เป็นต้น
- ของเสียอันตราย เช่น น้ำมันหล่อลื่นใช้แล้ว ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน ถังน้ำมันใช้แล้ว หลอดไฟ แบตเตอรี่ ของเสียติดเชื้อ เป็นต้น

<u>ของเสียจากกระยะทดสอบหลุม</u>

- ของเสียประเภทมูลฝอยทั่วไป เช่น เศษอาหาร โฟม เศษไม้ เป็นต้น
- ของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ เช่น แก้ว พลาสติก กระดาษ โลหะ เป็นต้น
- ของเสียอันตราย เช่น น้ำปนเปื้อนน้ำมันจากบ่อคอนกรีตเก็บน้ำภายในสถานีผลิตย่อยและพื้นที่ฐานหลุมผลิต ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน ถังน้ำมันใช้แล้ว เป็นต้น

<u>ของเสียจากกระยะผลิตปิโตรเลียม</u>

- ของเสียประเภทมูลฝอยทั่วไป เช่น เศษอาหาร โฟม เศษไม้ เป็นต้น
- ของเสียไม่อันตรายอื่น ๆ จากกิจกรรมการซ่อมบำรุงอุปกรณ์การผลิต เช่น ไส้กรองอากาศ ราง ครอบสายไฟ ฉนวนกันความร้อนชนิดใยแก้ว เป็นต้น
- ของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ เช่น แก้ว พลาสติก กระดาษ โลหะ เป็นต้น
- ของเสียอันตรายจากกิจกรรมต่าง ๆ ในระยะผลิตปิโตรเลียม ซึ่งประกอบด้วย กากตะกอนปนเปื้อนน้ำมันจากการทำความสะอาดท่อ ถังสารเคมีและถังน้ำมันใช้แล้ว ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยปนเปื้อนน้ำมัน น้ำจากกระบวนการผลิต น้ำปนเปื้อนน้ำมันจากบ่อคอนกรีตเก็บน้ำภายในสถานีผลิตย่อยและพื้นที่ฐานหลุมผลิต เป็นต้น

<u>ของเสียจากกระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม</u>

- ของเสียประเภทมูลฝอยทั่วไป เช่น เศษอาหาร โฟม เศษไม้ เป็นต้น ของเสียที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ เช่น แก้ว พลาสติก กระดาษ เศษโลหะ เป็นต้น
- ของเสียอันตราย เช่น ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน น้ำที่อาจเกิดการปนเปื้อนจากการทดสอบความสมบูรณ์ของแนวท่อลำเลียง (Hydro-Testing) เป็นต้น

นอกจากนี้ ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในแปลง S1 จะมีของเสียอันตรายเกิดขึ้นจากกิจกรรมต่าง ๆ ซึ่งประกอบด้วย

- กากตะกอนปนเปื้อนน้ำมันจากการทำความสะอาดท่อ ถังสารเคมีและถังน้ำมันใช้แล้ว ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยปนเปื้อนน้ำมัน เป็นต้น
- ของเสียจากคลังน้ำมันดิบบึงพระ เช่น น้ำจากกระบวนการผลิตที่แยกได้ภายในถังกักเก็บน้ำมันดิบ และกากตะกอนปนเปื้อนน้ำมันจากการทำความสะอาดถังกักเก็บน้ำมันดิบ เป็นต้น
- ของเสียจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงอุปกรณ์การผลิต เช่น แบตเตอรี่ใช้แล้ว น้ำมันใช้แล้ว ภาชนะปนเปื้อน ถังสารเคมีและถังน้ำมันใช้แล้ว วัสดุปนเปื้อนน้ำมัน กระป๋อง สเปรย์ ไส้กรองน้ำมัน ฉนวนที่มีหรือประกอบด้วย

สารอันตราย กากตะกอนปนเปื้อน น้ำมันจากการทำความสะอาดถังกักเก็บน้ำมันดิบและบ่อเก็บน้ำคอนกรีต เป็นต้น

- ของเสียจากการหยุดระบบการผลิตเพื่อการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ภายในสถานีผลิตลานกระบือ (LKU Flow Station Shutdown) เช่น วัสดุดูดซับความชื้นปนเปื้อนน้ำมัน (Ceramic Ball and Activated Carbon) กากตะกอนปนเปื้อนน้ำมัน ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล เป็นต้น
- ของเสียจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงหลุมผลิต (Workover) เช่น กากตะกอนปนเปื้อนน้ำมัน ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน เป็นต้น
- ของเสียจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงตู้รถไฟขนส่งน้ำมันดิบ เช่น กากตะกอนปนเปื้อนน้ำมัน (Crude oil wax) น้ำปนเปื้อนน้ำมัน ทรายขัดสีจากงานพ่นทราย (Blasting Grit) ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยปนเปื้อนน้ำมัน เป็นต้น
- ของเสียจากการกิจกรรมการเก็บพัสดุ/สารเคมี ภายในพื้นที่คลังเก็บพัสดุ (Material Yard)

2. แนวทางการจัดการของเสีย

การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมในแต่ละระยะ จากการดำเนินงานที่ผ่านมาภายในแปลง S1 บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้ปฏิบัติตามแนวทางการจัดการของเสียซึ่งครอบคลุมทั้งของเสียไม่อันตราย และของเสียอันตรายที่ระบุใน แผนการจัดการของเสีย แปลงสำรวจบนบกหมายเลขเอส 1 และแอล 22/43 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 กันยายน 2561[8/] ซึ่งเป็นการจัดการของเสียโดยส่งไปบำบัด หรือกำจัดที่สถานที่รับดำเนินการของผู้รับเหมาหรือหน่วยงานราชการที่รับกำจัดของเสีย โดยสามารถแบ่งวิธีการจัดการของเสียตามประเภทของเสียและปริมาณที่เกิดขึ้นรายเดือนในปี พ.ศ. 2565 ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-10** ซึ่งของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ไม่ได้แตกต่างไปจากประเภทของเสียที่เกิดขึ้นอยู่ในปัจจุบัน อีกทั้งยังมีความสามารถบริหารจัดการทั้งในส่วนของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และผู้รับเหมาขนส่งและกำจัดของเสีย ในการรองรับปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมที่ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ได้ โดยยังมีศักยภาพในการจัดการของเสียที่เกิดขึ้นได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการจัดการของชุมชนทั้งจากการดำเนินงานที่ผ่านมา และที่คาดว่าจะเกิดขึ้นภายหลังมีโครงการฯ

อย่างไรก็ตามกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงวิธีการจัดการของเสีย วิธีการขนส่งของเสียอันตราย สถานที่เก็บรักษาของเสียอันตราย และระยะเวลาการเก็บรักษาของเสียอันตราย ซึ่งถือเป็นการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในสาระสำคัญ ไปจากรายละเอียดที่ระบุในแผนการจัดการของเสีย โครงการฯ จะมีการแจ้งรายละเอียดและเหตุผล เพื่อขอรับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติก่อนเริ่มดำเนินการต่อไป เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดในประกาศดังกล่าว

รายละเอียดการจัดการของเสียในการดำเนินงานของโครงการฯ ในแต่ละระยะมีดังนี้

8/ แผนการจัดการของเสีย แปลงสำรวจบนบกหมายเลขเอส 1 และแอล 22/43 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (กันยายน 2561) บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้ยื่นขอเพิ่มเติมรายชื่อผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัดของเสีย ในแผนการจัดการของเสีย แปลงสำรวจบนบกหมายเลขเอส 1 และแอล 22/43 ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยได้รับอนุมัติแล้วตามหนังสือกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ที่ พน 0308/1578 ลงวันที่ 14 มิถุนายน 2562

2.8.1.1 ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

2.8.1.1(1) ของเสียไม่อันตราย

ของเสียไม่อันตรายในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต จะเกิดจากกิจกรรมของพนักงานก่อสร้างจำนวนประมาณ 70 คน คิดเป็นปริมาณ 70 กิโลกรัม/วัน (คิดจากอัตราการเกิดของเสียไม่อันตรายที่ 1 กิโลกรัม/คน/วัน, สผ. 2560) หรือ 0.21 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ความหนาแน่นของของเสียประมาณ 1 ตัน/ 3 ลูกบาศก์เมตร) ประกอบด้วย ของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกบรรจุในภาชนะสีเหลืองหรือติดฉลากสีเหลือง และของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกบรรจุในภาชนะบรรจุสีน้ำเงินหรือติดฉลากสีน้ำเงิน โดยของเสียไม่อันตรายทั้งสองประเภทดังกล่าวจะถูกขนส่งมารวบรวม ณ พื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาก่อสร้าง โดยรถปิคอัพของผู้รับเหมาก่อสร้าง ซึ่งมีขนาดความจุประมาณ 3 ลูกบาศก์เมตร มีความถี่ในการขนส่งประมาณสัปดาห์ละ 2 ครั้ง ครั้งละ 1 เที่ยว จากนั้นของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้จะถูกส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต ส่วนของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ (ขยะรีไซเคิล) จะถูกคัดแยกและจำหน่ายต่อไปให้กับบริษัท วงษ์พาณิชย์ จำกัด หรือบริษัทรีไซเคิลอื่น ๆ หรือบริษัทที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป

2.8.1.1(2) ของเสียอันตราย

ของเสียอันตราย เช่น ผ้าเปื้อนน้ำมัน ภาชนะบรรจุน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว (ถังเหล็ก) ถังสี หลอดไฟ แบตเตอรี่ กระป๋องสเปรย์ เป็นต้น จะรวบรวมใส่ถังสีแดง ปริมาตรประมาณ 100 ลิตร และขนส่งมารวบรวม ณ พื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราว ภายในพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาก่อสร้าง ซึ่งปริมาณที่เกิดขึ้นในระยะก่อสร้างและติดตั้งจะมีปริมาณของเสียอันตรายและปริมาณน้ำมันหล่อลื่นใช้แล้วไม่แน่นอน ขึ้นกับรอบการบำรุงรักษาเครื่องจักรและการใช้งานของเครื่องจักร โดยมีปริมาณของเสียอันตรายเฉลี่ยประมาณ 575 กิโลกรัม/เดือน และของเสียที่เป็นน้ำมันต่าง ๆ ประมาณ 1,500 กิโลกรัม/เดือน เมื่อพบว่าของเสียอันตรายมีปริมาณมากพอ จากนั้นจะถูกขนส่งโดยบริษัทผู้รับเหมาขนส่งของเสียอันตรายที่มีใบอนุญาตตามกฎหมาย (ปัจจุบัน ว่าจ้างบริษัท บริหารและพัฒนาเพื่อการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม จำกัด (มหาชน) (GENCO) และบริษัท เบตเตอร์เวิลด์ กรีน จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ดำเนินการ) (ใบอนุญาตแสดงใน**ภาคผนวก 2-4.2** และ**ภาคผนวก 2-4.3**) เพื่อขนไปกำจัดที่สถานที่รับบำบัดและกำจัดที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม สำหรับของเสียที่เป็นน้ำมัน ได้แก่ น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว จะส่งไปกำจัดโดยผู้รับเหมาท้องถิ่นที่มีใบอนุญาต

2.8.1.2 ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

2.8.1.2(1) ของเสียไม่อันตราย

ของเสียในส่วนที่เป็นของเสียไม่อันตรายที่เกิดจากกิจกรรมของพนักงานในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ประมาณ 100 คน คิดเป็นปริมาณ 100 กิโลกรัม/วัน (คิดจากอัตราการเกิดของเสียที่ 1 กิโลกรัม/คน/วัน, สผ. 2560) หรือ 0.3 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ความหนาแน่นของของเสียประมาณ 1 ตัน/3 ลูกบาศก์เมตร) ประกอบด้วย ของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกบรรจุในภาชนะสีเหลือง และของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะ

ถูกบรรจุในภาชนะบรรจุสีน้ำเงินหรือติดฉลากสีน้ำเงิน โดยของเสียไม่อันตรายทั้งสองประเภทดังกล่าวจะถูกขนส่งมายังพื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในสถานีผลิตลานกระบือโดยรถขนส่งมูลฝอยแบบปิดอัพของผู้รับเหมาเก็บขนของเสียของโครงการฯ ซึ่งได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ขนาดความจุ 3 ลูกบาศก์เมตรต่อคัน มีความถี่ในการขนส่งประมาณสัปดาห์ 2 ครั้ง ครั้งละ 1 เที่ยว ทั้งนี้เพื่อรวบรวมและคัดแยกของเสียแต่ละประเภท จากนั้นของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้จะถูกส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต สำหรับของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกคัดแยกและจำหน่ายให้แก่ หจก.กว้างเจริญรุ่งเรืองรีไซเคิล บริษัท วงษ์พาณิชย์ จำกัด หรือบริษัทที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำกลับมาใช้ใหม่ หรือกำจัดด้วยวิธีการที่ถูกต้องตามกฎหมายต่อไป

2.8.1.2(2) ของเสียอันตราย

ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมมีการใช้สารเคมี ซึ่งการควบคุมการใช้งานสารเคมีต่าง ๆ ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมจะอยู่ในความรับผิดชอบของผู้ควบคุมแท่นเจาะ (Drilling Superintendent) โดยมีปริมาณของเสียอันตรายไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับกิจกรรมที่เกิดขึ้น ประกอบด้วย ผ้าหรือชุดปนเปื้อนน้ำมัน แบตเตอรี่ หลอดไฟ กระป๋องสเปรย์ เป็นต้น มีปริมาณโดยเฉลี่ยประมาณ 390 กิโลกรัม/เดือน น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว ประมาณ 300 กิโลกรัม/เดือน ซึ่งปริมาณน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้วจะขึ้นอยู่กับรอบการบำรุงรักษาเครื่องจักรและการใช้งานของเครื่องจักรในแต่ละเดือน ส่วนถุงบรรจุสารเคมีใช้แล้วในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม มีปริมาณประมาณเดือนละ 500 กิโลกรัม มีลักษณะเป็นถุงกระดาษ/พลาสติกและกระสอบพลาสติกทอ

ปัจจุบันเจ้าของโครงการฯ ได้ว่าจ้าง บริษัท เอ็ม เอ็ม ลอจิสติคส์ จำกัด (MML) (ใบอนุญาตแสดงใน **ภาคผนวก 2-4.4**) ทำหน้าที่ขนส่งถุงบรรจุสารเคมี ไปยังผู้รับกำจัดที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมาย เช่นบริษัท ปูนซีเมนต์ไทย (ลำปาง) จำกัด และบริษัท ปูนซีเมนต์นครหลวง จำกัด (มหาชน) เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทนในเตาเผาปูนซีเมนต์ (ใบอนุญาตแสดงใน**ภาคผนวก 2-4.5**) หรือหน่วยงานอื่นที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ส่วนผ้าหรือชุดปนเปื้อนน้ำมัน จะถูกเก็บขนโดยผู้รับเหมาเก็บขนและคัดแยกของเสียของโครงการฯ เพื่อนำมารวบรวมและคัดแยกในพื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในสถานีผลิตลานกระบือ จากนั้น จะถูกขนส่งโดยบริษัท เวสท์แมเนจเม้นท์ สยาม จำกัด (WMS) ไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับบำบัดและกำจัดที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมาย เช่น บริษัท อีสเทิร์น ซีบอร์ด เอนไวรอนเมนทอล คอมเพล็กซ์ จำกัด (ESBEC) เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมในเตาเผาปูนซีเมนต์ สำหรับน้ำมันหล่อลื่นใช้แล้ว จะถูกรวบรวมและขนส่งไปยังผู้รับกำจัดที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม เช่น บริษัท มหาชัย เอกศิริออยล์ จำกัด หรือห้างหุ้นส่วนจำกัด ไทยแอ๊ดวานซ์ เอเนอร์ยี่ หรือ บริษัทรับกำจัดของเสียอันตรายที่ได้รับอนุญาต เพื่อนำกลับมาใช้ประโยชน์ด้วยวิธีอื่น หรือทำเป็นเชื้อเพลิงผสมต่อไป ทั้งนี้การจัดการสารเคมีจะดำเนินการตาม Chemical Management Procedure (**ภาคผนวก 2-3.1**) ซึ่งมีรายละเอียดมาตรการควบคุมความปลอดภัยตั้งแต่ขั้นตอนการจัดซื้อ (Purchase) จัดเก็บ (Storage) การอบรมการใช้สารเคมีบางประเภท (Training) การใช้ (Use) การครอบครอง (Handling) การขนส่ง (Transport) รวมถึงมาตรการจัดการเมื่อเกิดการรั่วไหล (Spill Response)

2.8.1.2(3) โคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะ

โครงการฯ จะดำเนินการจัดการเศษดินเศษหินจากการเจาะตามมาตรฐานการจัดการของเสียของเจ้าของโครงการฯ ดังนี้

ก) เศษดินเศษหินจากการเจาะในช่วงบน (ช่วงความลึกประมาณ 1,000 เมตร)

<u>ปริมาณและองค์ประกอบ</u>

การเจาะในช่วงนี้จะตัดผ่านชั้นหินปิง (Ping Formation) โดยโครงการฯ จะเจาะหลุมขนาด $12^{1}/_{4}$ นิ้ว สำหรับหลุมที่มีการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม (2 Casing Strings) และขนาด $17^{1}/_{2}$ นิ้ว สำหรับหลุมที่มีการเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม (3 Casing Strings) โดยใช้น้ำธรรมชาติจากบ่อน้ำใต้ดินบริเวณฐานหลุมผลิตเป็นส่วนประกอบของ WBM ร้อยละ 90 โดยโคลนที่ใช้ในการเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม มีปริมาณ 152.86 ลูกบาศก์เมตร/หลุม และแบบ 3 ช่วงหลุม มีปริมาณ 243.36 ลูกบาศก์เมตร การใช้น้ำโคลนผสมกับดินเหนียวที่มีอยู่มากในชั้นหินปิง ช่วยในการหล่อลื่นหัวเจาะ ลดความร้อน และนำพาเศษดินเศษหินจากการเจาะซึ่งร้อยละ 95 เป็นดินเหนียว (Clay) ที่เหลือเป็นทรายหยาบ (Sand) และทรายแป้ง (Silt) ขึ้นสู่ปากหลุม ทั้งนี้ปริมาณเศษดินเศษหินและโคลนจากการเจาะที่ติดไปกับเศษดินเศษหิน สามารถประเมินได้จากปริมาตรหลุมเจาะและเศษดินเศษหินจากการกัดเซาะหลุมเจาะ (Washout) ในช่วง 1,000 เมตรแรก รวมกับโคลนที่ติดไปกับเศษดินเศษหินจากการเจาะ (CBFR) โดยหลุมเจาะแบบ 2 ช่วงหลุม มีปริมาณ 136.96 ลูกบาศก์เมตร/หลุม และหลุมเจาะแบบ 3 ช่วงหลุม มีปริมาณ 227.46 ลูกบาศก์เมตร/หลุม ซึ่งส่วนใหญ่เป็นทราย กรวดและหินขนาดเล็ก ปนมากับน้ำโคลน รายละเอียดปริมาณเศษดินเศษหินจากการเจาะในช่วงบน (ช่วงความลึกประมาณ 1,000 เมตร) ดังอ้างถึงใน**ตารางที่ 2-32** สำหรับฐานหลุมผลิตที่มีการเจาะ 2 ช่วง และ**ตารางที่ 2-33** สำหรับฐานหลุมผลิตที่มีการเจาะ 3 ช่วง

<u>การจัดการ</u>

การเจาะในช่วงบนถึงระดับความลึกประมาณ 1,000 เมตร จะใช้น้ำธรรมชาติหรือ WBM ซึ่งจะใช้น้ำจากบ่อน้ำใต้ดินที่มีอยู่ในบริเวณฐานหลุมผลิต เป็นส่วนผสมของ WBM ที่เป็นโคลนเจาะร่วมกับดินเหนียวที่มีอยู่ในชั้นดิน ของเสียจากการเจาะในช่วงนี้จึงเป็นน้ำโคลนไม่มีสารเคมีใด ๆ ปนเปื้อน น้ำธรรมชาติจะถูกนำมาผสมกับดินเหนียวให้มีความหนืดทำหน้าที่ช่วยพาเศษดินเศษหินจากการเจาะขึ้นมาจากหลุมเจาะ ซึ่งจัดได้ว่าเป็นโคลนเจาะธรรมชาติ กรณีใช้น้ำธรรมชาติจากบ่อน้ำใต้ดิน บ่อจะมีความลึกประมาณ 100 เมตร จะมีการติดตั้งท่อกรุ (Screen) ในช่วงชั้นทรายให้น้ำซึ่งจะอยู่บริเวณด้านล่างของบ่อ ส่วนที่อยู่เหนือท่อกรุขึ้นไปจนถึงหัวบ่อจะเป็นท่อเหล็กตัน (Casing) และผนังบ่อช่วงที่เป็นท่อตันจะกรุด้วยซีเมนต์

จากรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งสิริกิติ์ และแหล่งลานกระบือ แปลง S1 จังหวัดกำแพงเพชร พิษณุโลก และสุโขทัย ระหว่างเดือนมกราคม-มิถุนายน 2563 มีการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำใต้ดินหลังจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมของฐานหลุมผลิตลานกระบือ–เอฟ และเอฟขยาย (LKU-F&F_Ext) ฐานหลุมผลิตลานกระบือ–จี (LKU–G) และฐานหลุมผลิตทับแรต–ดี (TRT–D) พบว่า ผลการวิเคราะห์คุณภาพน้ำใต้ดินจากการเจาะด้วยน้ำธรรมชาติ มีค่าโลหะส่วนใหญ่อยู่ในมาตรฐานคุณภาพน้ำใต้ดินของประเทศไทย ยกเว้นแมงกานีส (แสดงดัง**ตารางที่ 2-61**) และผลการตรวจวัดพบแมงกานีสไม่อยู่ในเกณฑ์เกณฑ์อนุโลมสูงสุดตามมาตรฐานน้ำบาดาลที่ใช้บริโภค

นอกจากนี้ จากข้อมูลการติดตามตรวจสอบค่าความนำไฟฟ้า (EC) จากเศษดิน/หิน (Cuttings) ที่เกิดจากการเจาะในช่วงบน (Top Hole Cuttings) ของหลุมเจาะต่าง ๆ ในแปลง S1 (แสดงดัง**ตารางที่ 2-62**) โดยข้อมูลการตรวจวัดพบว่า ค่าความนำไฟฟ้ามีค่าเฉลี่ยอยู่ระหว่าง 300-2,590 ไมโครซีเมนส์/เซนติเมตร เมื่อเทียบกับเกณฑ์ระดับความเค็มที่มีอิทธิพลต่อพืชใน**ตารางที่ 2-63** พบว่า ค่าความนำไฟฟ้าจากเศษดินเศษหินจากการเจาะของหลุมเจาะต่าง ๆ มีค่าอยู่ในช่วงไม่เกิน 4,000 ไมโครซีเมนส์ต่อเซนติเมตร ซึ่งจัดเป็นระดับที่ไม่เค็ม ดังนั้น คุณภาพน้ำจากแหล่งน้ำใต้ดินหรือแหล่งน้ำผิวดินที่นำมาใช้เป็นของเหลวจากการเจาะในช่วงบนที่ผ่านมา มีคุณภาพอยู่ในมาตรฐานคุณภาพน้ำที่เกี่ยวข้อง และสามารถนำมาใช้เป็นโคลนเจาะได้โดยไม่เกิดผลกระทบในด้านการปนเปื้อนต่อแหล่งน้ำธรรมชาติ

ตารางที่ 2-61 ผลการตรวจวิเคราะห์โลหะจากน้ำใต้ดินหลังจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมต่าง ๆ ในแปลง S1

ดัชนีคุณภาพน้ำใต้ดิน	LOQ[1/]	ผลการตรวจวัด								น้ำบาดาลที่ใช้บริโภค[3/] เกณฑ์เหมาะสม	น้ำบาดาลที่ใช้บริโภค[3/] เกณฑ์อนุโลมสูงสุด	มาตรฐานคุณภาพน้ำใต้ดิน[2/]
		ลานกระบือ–เอฟและเอฟขยาย (LKU-F&F_Ext)			ลานกระบือ–จี (LKU-G)		ทับแรต–ดี (TRT-D)					
		GW: บ่อสังเกตการณ์ในพื้นที่ฐานหลุมผลิต	GW14: ประปาหมู่บ้านหนองแขม	GW18: ประปาหมู่บ้านปลักไม้ดำ	GW: บ่อสังเกตการณ์ในพื้นที่ฐานหลุมผลิต	GW21: บ่อบาดาลบ้านโนนใน	GW: บ่อสังเกตการณ์ในพื้นที่ฐานหลุมผลิต	GW4: บ่อบาดาลบ้านบึงทับแรต	GW6: บ่อบาดาลบ้านไร่ตรีบุพชาติรุ่งเรือง			
		4 เม.ย. 63	4 เม.ย. 63	4 เม.ย. 63	14 ก.พ. 63	14 ก.พ. 63	17 มิ.ย. 63	17 มิ.ย. 63	17 มิ.ย. 63			
As (มก./ล.)	0.0002	0.0017	0.0067	0.0111	0.0046	0.0022	0.0052	0.0211	0.0243	ต้องไม่มี	0.05	≤ 0.01
Cd (มก./ล.)	0.00005	< 0.00005	< 0.00005	< 0.00005	< 0.00005	< 0.00005	< 0.00005	< 0.00005	< 0.00005	ต้องไม่มี	0.01	≤ 0.003
Total Cr (มก./ล.)	0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	-	-	-
Pb (มก./ล.)	0.0020	< 0.0020	< 0.0020	< 0.0020	< 0.0020	< 0.0020	< 0.0020	< 0.0020	< 0.0020	ต้องไม่มี	0.05	≤ 0.01
Hg (มก./ล.)	0.0003	< 0.0003	< 0.0003	< 0.0003	< 0.0003	< 0.0003	< 0.0003	< 0.0003	< 0.0003	ต้องไม่มี	0.001	≤ 0.001
Ni (มก./ล.)	0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	< 0.0005	-	-	≤ 0.02
Se (มก./ล.)	0.0002	< 0.0002	< 0.0002	< 0.0002	< 0.0002	< 0.0002	< 0.0002	< 0.0002	< 0.0002	ต้องไม่มี	0.01	≤ 0.01
Ba (มก./ล.)	0.10	< 0.10	0.11	0.18	0.13	0.17	0.13	< 0.10	< 0.10	-	-	-
Cu (มก./ล.)	0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	≤ 1.0	1.5	≤ 1.0
Zn (มก./ล.)	0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	≤ 5.0	15	≤ 5.0
Fe (มก./ล.)	0.10	< 0.10	0.17	< 0.10	9.32	< 0.10	< 0.10	0.21	< 0.10	≤ 0.5	1	-
Mn (มก./ล.)	0.04	0.39	< 0.04	0.16	0.9	0.98	1.14	0.27	0.41	≤ 0.3	0.5	≤ 0.5

หมายเหตุ: : 1/ LOQ (Limit of Quantitation) หมายถึง ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้

2/ ค่ามาตรฐานตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 20 (พ.ศ.2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ.2535 เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำใต้ดิน

3/ ค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติ และสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์มาตรการในทางวิชาการสำหรับป้องกันด้านสาธารณสุขและป้องกันในเรื่องสิ่งแวดล้อมเป็นพิษ พ.ศ. 2551

ND หมายถึง Not Detected (ตรวจวิเคราะห์ไม่พบ)

ตัวหนาและเอียง หมายถึง ดัชนีคุณภาพน้ำใต้ดินมีค่าเกินมาตรฐานตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์และมาตรการในทางวิชาการสำหรับการป้องกันด้านสาธารณสุขและการป้องกันในเรื่องสิ่งแวดล้อมเป็นพิษ พ.ศ. 2551 เกณฑ์กำหนดที่เหมาะสม

ตัวหนาและขีดเส้นใต้ หมายถึง ดัชนีคุณภาพน้ำใต้ดินมีค่าเกินมาตรฐานตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์และมาตรการในทางวิชาการสาหรับการป้องกันด้านสาธารณสุขและการป้องกันในเรื่องสิ่งแวดล้อมเป็นพิษ พ.ศ. 2551 เกณฑ์อนุโลมสูงสุด

ตัวหนา หมายถึง ดัชนีคุณภาพน้ำใต้ดินมีค่าเกินมาตรฐานตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 20 (พ.ศ. 2543) เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำใต้ดิน ออกตามความในพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ.2535 เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำใต้ดิน

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งสิริกิติ์ และแหล่งลานกระบือ แปลงเอส 1 จังหวัดกำแพงเพชร พิษณุโลก และสุโขทัย ระหว่างเดือนมกราคม-มิถุนายน 2563 (2563)

ตารางที่ 2-62 ผลการตรวจวัดเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Cuttings) ในช่วงบนของหลุมเจาะต่าง ๆ ในแปลง S1

หลุมเจาะ	หน่วย	ผลการวิเคราะห์						มาตรฐานคุณภาพดิน ประเภทที่ 1[3/]	มาตรฐานคุณภาพดิน ประเภทที่ 2[4/]
		ลานกระบือ–เอฟ และเอฟขยาย (LKU-F&F_Ext)*	ลานกระบือ–จี (LKU-G)*	ทับแรต–ดี (TRT-D)*	หนองอ้อ-บี (NOH-B)**	วัดแตน-บี (WTN-B)***	วัดแตน-ซี (WTN-C)****		
คุณสมบัติทางกายภาพ									
ความเป็นกรด-ด่าง (pH)	-	8.2	10.2	7.0	8.1	8.5	7.4	-	-
ค่าการนำไฟฟ้า (Conductivity)	ไมโครซีเมนต่อเซนติเมตร	1,163	825	680	2,590	300	380	-	-
ความเค็ม (Salinity)	ส่วนในพันส่วน	1.16	0.825	0.680	1.2	0.40	1.9	-	-
คลอไรด์ (Chloride)	มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม[1/]	2,851	970	1,626	2,744	257	6,491	-	-
โลหะหนัก									
สารหนู (As)	มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม[1/]	3.63	6.79	3.53	12.00	1.20	3.80	≤6.0	≤25
แคดเมียม (Cd)	มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม[1/]	<1.00	<1.00	<1.00	<0.2	<1.0	<1.0	≤67	≤762
โครเมียมทั้งหมด (Total Cr)	มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม[1/]	22.11	11.20	18.37	48.0	85	29	-	-
ตะกั่ว (Pb)	มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม[1/]	23.41	42.65	18.45	29	11	10	≤400	≤800
ปรอททั้งหมด (Total Hg)	มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม[1/]	<0.10	<0.10	<0.10	0.2	< 0.1	<0.1	≤22	≤263

หมายเหตุ: 1/ ในรูปน้ำหนักแห้ง

2/ LOQ (Limit of Quantitation) หมายถึง ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้

ประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพดิน ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 138 ตอนพิเศษ 54 ง ลงวันที่ 11 มีนาคม 2564 จำแนกคุณภาพดินตามลักษณะการใช้ประโยชน์ในที่ดินเป็น 2 ประเภท คือ

3/ ประเภทที่ 1 มาตรฐานคุณภาพดินที่ใช้ประโยชน์เพื่อการอยู่อาศัย

4/ ประเภทที่ 2 มาตรฐานคุณภาพดินที่ใช้ประโยชน์เพื่อการค้าขาย เกษตรกรรม และกิจการอื่น ๆ

ที่มา: * รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งสิริกิติ์ และแหล่งลานกระบือ แปลงเอส 1 จังหวัดกำแพงเพชร พิษณุโลก และสุโขทัย ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน 2563 (2563)

** รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งหนองแสง ประดา และปรือกระเทียม แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลก และพิจิตร ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ณ ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-บี (NOH-B) เดือนกรกฎาคม - ธันวาคม 2561

*** รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งประดู่เฒ่า สามพญา และวัดแม่ แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลก และสุโขทัย ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ฐานหลุมผลิตวัดแตน-บี (WTN-B) (ระหว่างเดือนพฤษภาคม - กรกฎาคม 2561)

**** รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งประดู่เฒ่า สามพญา และวัดแม่ แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลก และสุโขทัย ระยะก่อสร้างและติดตั้ง และระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ณ ฐานหลุมผลิตวัดแตน-ซี (WTN-C) (ระหว่างเดือนมิถุนายน - ธันวาคม 2561)

ตารางที่ 2-63 ระดับความเค็มของดินและอิทธิพลต่อการเจริญเติบโตของพืช

ความนำไฟฟ้า (ไมโครซีเมนส์/ซม.)	ระดับความเค็ม	อิทธิพลต่อพืช
ไม่เค็ม		
0 – 2,000	ไม่เค็ม	ไม่กระทบกระเทือนต่อพืช
2,001 - < 4,000	ไม่เค็ม	พืชที่ไวต่อความเค็มมีการเจริญเติบโตลดลงบ้าง
เค็ม		
4,001 – 8,000	เค็มปานกลาง	จำกัดการเจริญเติบโตของพืชหลายชนิด
> 8,001 – 16,000	เค็มมาก	พืชทนเค็มเท่านั้นที่เจริญเติบโตได้ดี
> 16,000	เค็มมากที่สุด	พืชทนเค็มบางชนิดเท่านั้นที่เจริญเติบโตได้ดี

ที่มา: คณาจารย์ภาควิชาปฐพีวิทยา คณะเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ (2544), ปฐพีวิทยาเบื้องต้น, สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

อย่างไรก็ตาม เพื่อเป็นการป้องกันการปนเปื้อนของโลหะและความเค็มที่อาจมีอยู่ในแหล่งน้ำที่จะนำมาใช้เป็นโคลนเจาะในช่วงบนเข้ามาในกระบวนการเจาะหรือหลุมเจาะ เจ้าของโครงการฯ ได้เพิ่มเติมมาตรการในการจัดการโคลนเจาะและเศษหินจากการเจาะในช่วงบน ดังนี้

(1) ดำเนินการตรวจสอบคุณภาพน้ำใต้ดินภายในพื้นที่โครงการฯ ก่อนนำมาใช้เป็นของเหลวช่วยเจาะในหลุมช่วงบน โดยทำการตรวจวัดในดัชนี ได้แก่ ความเป็นกรด-ด่าง (pH) ความนำไฟฟ้า (Conductivity) อุณหภูมิ (Temperature) ของแข็งละลายน้ำทั้งหมด (TDS) และความเค็ม (Salinity)) และทางเคมี ได้แก่ ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (TPH) BTEX สารหนู (As) แคดเมียม (Cd) โครเมียมทั้งหมด (Total Cr) ตะกั่ว (Pb) ปรอท (Hg) นิกเกิล (Ni) ซีลีเนียม (Se) แบเรียม (Ba) ทองแดง (Cu) สังกะสี (Zn) เหล็ก (Fe) และแมงกานีส (Mn) โดยหากคุณภาพน้ำใต้ดินที่ตรวจวัดได้เกินค่ามาตรฐานน้ำใต้ดินตาม*ประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 20 (พ.ศ. 2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535 เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำใต้ดิน* เจ้าของโครงการฯ จะนำน้ำจากแหล่งอื่นของฐานหลุมผลิตที่อยู่ใกล้เคียงมาใช้

(2) สำหรับเศษดินเศษหินที่เกิดจากการเจาะในช่วงบน (Top Hole Cutting: THC) จะถูกนำไปพักที่บ่อเก็บเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบน (Top Hole Cuttings Pit) เพื่อตรวจวัดค่าความนำไฟฟ้า และสารหนูก่อนนำเศษดินเศษหินจากการเจาะไปใช้สำหรับการถมที่ในพื้นที่ของโครงการฯ โดยเศษดินเศษหินจากการเจาะต้องมีค่าความนำไฟฟ้าไม่เกิน 4,000 ไมโครซีเมนส์/เซนติเมตร และสารหนูต้องมีค่าไม่เกินค่าพื้นฐานของพื้นที่ที่จะนำไปปรับถม

นอกจากนี้ โครงการฯ สามารถพิจารณานำเศษดินเศษหินจากการเจาะไปใช้ประโยชน์ด้วยวิธีอื่น เช่น นำไปเป็นวัตถุดิบผสมหรือทดแทนสำหรับวัสดุปูพื้น การนำไปเป็นส่วนผสมของวัสดุก่อสร้างต่าง ๆ

ทั้งนี้การจัดการเศษดินเศษหินต้องดำเนินการสอดคล้องกับแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตาม*ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่องกำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2556* หรือตามประกาศฉบับล่าสุด

นอกจากนี้เจ้าของโครงการฯ จัดให้มีการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำใต้ดินจากบ่อสังเกตการณ์หลังจากการเจาะ ดังแสดงใน***บทที่ 5 หัวข้อ 5.1.3.3 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมเฉพาะสำหรับการดำเนินงานแต่ละระยะ (ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม) ในด้านอุทกธรณีวิทยาและคุณภาพน้ำใต้ดิน***

<u>การตรวจสอบคุณสมบัติของเศษดินเศษหินจากการเจาะในช่วงบนที่ผ่านมาของเจ้าของโครงการฯ</u>

จากรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่มีการติดตามตรวจสอบเศษดินเศษหินจากการเจาะของฐานหลุมผลิต รวม 6 แห่ง (อ้างถึง **ตารางที่ 2-62**) ซึ่งผลจากการตรวจสอบคุณสมบัติของเศษดินเศษหินจากการเจาะในช่วงบนของฐานหลุมผลิตดังกล่าว พบว่าดัชนีที่ทำการตรวจวัดโดยส่วนใหญ่มีค่าเป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพดินที่ใช้ประโยชน์เพื่อการอยู่อาศัย ตาม *ประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ (พ.ศ. 2564) เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพดิน* ยกเว้นสารหนูของฐานหลุมผลิตลานกระบือ–จี (LKU-G) และฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-บี (NOH-B) อย่างไรก็ตาม ทั้งหมดมีค่าอยู่ในมาตรฐานคุณภาพดินที่ใช้ประโยชน์เพื่อการค้าขาย เกษตรกรรม และกิจการอื่น ๆ ซึ่งสอดคล้องกับการใช้ประโยชน์ที่ดินของฐานหลุมผลิต ทั้งนี้ สารหนูเป็นแร่ธาตุที่พบได้ในธรรมชาติทั้งในน้ำและดิน ดังนั้น เศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบนจึงสามารถนำไปใช้ประโยชน์ในพื้นที่โครงการฯ ได้

ทั้งนี้ โครงการฯ ได้ออกแบบและวางแผนการก่อสร้างบ่อกักเก็บเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบนให้เป็นไปตามมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้มั่นใจว่าบ่อกักเก็บเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบนมีความแข็งแรง และสามารถกักเก็บเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบนโดยไม่เกิดการรั่วซึมออกสู่ภายนอก โดยบดอัดในระดับพื้นดินเดิมในบริเวณที่จะทำการก่อสร้างบ่อกักเก็บเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบนด้วยรถบดล้อหนามให้ได้ค่าการบดอัดไม่น้อยกว่าร้อยละ 90 ตามมาตรฐาน AASHTO T99

ส่วนวัสดุถม (Embankment) เป็นดินเหนียวปนทรายแป้ง (Silty Clay) เช่นเดียวกับที่ใช้ในการถมฐานหลุมผลิต และทำการบดอัดด้วยรถบดล้อเหล็กให้ได้ค่าการบดอัดไม่น้อยกว่าร้อยละ 95 ตามมาตรฐาน AASHTO T99 ค่าการซึมน้ำของดินเหนียวปนทรายแป้งโดยทั่วไปเท่ากับ 1×10^{-4} เซนติเมตร/วินาที (Clapp and Hornberger, 1978) หรือประมาณ 0.09 เมตร/วัน รวมทั้งมีการสร้างคันดินโดยบดอัดด้วย Bucket ของรถแบ็คโฮให้ได้ค่าการบดอัดร้อยละ 85 ตามมาตรฐาน ASSHTO T99 ซึ่งผลการดำเนินงานที่ผ่านมา แสดงให้เห็นว่าค่าการบดอัดบริเวณพื้นดินเดิมของบ่อมีค่าการบดอัดมากกว่าร้อยละ 90 และบริเวณคันดินมีค่าการบดอัดมากกว่าร้อยละ 95 ทุกตัวอย่าง ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดในการก่อสร้างคันดินสำหรับกักเก็บเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบน ดังรายละเอียดใน**หัวข้อ 2.5.2.1(4) การก่อสร้างบ่อกักเก็บเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงบน**

ข) เศษดินเศษหินจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมในช่วงล่าง

<u>ปริมาณและองค์ประกอบ</u>

การเจาะช่วงล่างจะใช้โคลนช่วยเจาะชนิด SBM ซึ่งจะทำให้การเจาะดำเนินการได้รวดเร็วขึ้น และช่วยลดการซึมผ่านระหว่างของเหลวในหลุมผลิตและของเหลวในชั้นหิน ทั้งนี้ ชนิดและปริมาณของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ แสดงรายละเอียดไว้แล้วใน**หัวข้อที่ 2.5.3.7** โดยมีปริมาณโคลนและเศษดินเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะหลุมช่วงกลางและช่วงล่าง ระหว่าง 76.08-354.17 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม

<u>การคัดแยกเศษดินเศษหินจากการเจาะออกจากของเหลวช่วยเจาะช่วงกลางและช่วงล่าง</u>

โครงการฯ ได้กำหนดให้มีการจัดการเศษดินเศษหินจากการเจาะจากหลุมเจาะปิโตรเลียมทุกแห่งในพื้นที่สัมปทานต่าง ๆ ที่ใช้ของเหลวช่วยเจาะชนิด SBM (Synthetic Based Mud, SBM) เป็นมาตรฐานเดียวกัน โดยจะไม่ฝังกลบหรือกำจัดในบริเวณพื้นที่ฐานหลุมผลิต เศษดินเศษหินจากการเจาะที่เกิดขึ้นทั้งหมดจะได้รับการเก็บขนไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาเก็บขนของเสียอันตรายที่ได้รับอนุญาตจากกระทรวงอุตสาหกรรม ซึ่งจะขนส่งไปใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนในเตาเผาปูนซีเมนต์ ณ โรงปูนซีเมนต์ ที่ได้รับอนุญาตให้กำจัดของเสียอันตราย หรือหากพิสูจน์ได้ว่าของเสียดังกล่าวไม่เข้าข่ายเป็นของเสียอันตรายตามลักษณะที่กำหนดไว้ใน*ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (พ.ศ. 2556) เรื่องกำหนดมาตรการจัดการของเสียจากสถานประกอบการปิโตรเลียม* โครงการฯ จะนำไปจัดการตามประเภทของเสียไม่อันตรายหรือนำไปใช้ประโยชน์อื่นต่อไป เช่น นำไปเป็นวัตถุดิบผสมหรือทดแทนสำหรับวัสดุปูพื้น การนำไปเป็นส่วนผสมของวัสดุก่อสร้างต่าง ๆ

เศษดินเศษหินจากการเจาะและน้ำโคลนที่ผ่านออกมาจากหลุมเจาะ จะเข้าสู่ระบบหมุนเวียนซึ่งเศษดินเศษหินจากการเจาะ จะถูกคัดแยกผ่านเครื่องแยกขนาด (Shale Shaker) ซึ่งทำหน้าที่คล้ายกับตะแกรงร่อนเป็นชั้น ๆ เศษดินเศษหินจากการเจาะซึ่งเป็นของแข็งส่วนใหญ่จะถูกคัดแยกออกลงสู่ถังคอนเทนเนอร์ ขนาด 8 ลูกบาศก์เมตร โดยมีถังเปล่าสำรองไว้ที่ฐานหลุมผลิตไม่น้อยกว่า 20 ถัง ซึ่งมีจำนวนเพียงพอที่จะรองรับเศษดินเศษหินจากการเจาะที่เกิดขึ้นได้ทั้งหมด โดยเมื่อเศษดินเศษหินจากการเจาะถังเต็ม ทางผู้รับเหมาเจาะ (Drilling Contractor) จะแจ้งไปยังบริษัทผู้รับเหมาเก็บขนของเสียอันตราย ซึ่งมีสำนักงานภูมิภาคตั้งอยู่ใกล้กับสถานีผลิตลานกระบือ เพื่อให้นำรถบรรทุกของเสียอันตรายที่ได้รับอนุญาตจากกระทรวงอุตสาหกรรม (รถบรรทุกได้รับการติดตั้ง Spill Response Kit สำหรับกรณีเกิดอุบัติเหตุ หรือเหตุฉุกเฉินที่ทำให้เกิดการปนเปื้อนของของเสียอันตราย) เข้ามารับถังเพื่อขนส่งไปกำจัด และนำถังใหม่มาสับเปลี่ยน โดยมีรถบรรทุกเข้ามาเก็บขนที่ฐานหลุมผลิตโดยเฉลี่ยทุก 2-3 วัน ซึ่งกรณีที่ส่งไปใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนในเตาเผาปูนซีเมนต์ ณ โรงปูนซีเมนต์ ปัจจุบันเจ้าของโครงการฯ ได้ว่าจ้างรถบรรทุกของบริษัท เอ็ม เอ็ม ลอจิสติคส์ จำกัด (MML) ขนส่งเศษดินเศษหินจากการเจาะ (Cuttings) ไปกำจัดโดยใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนในเตาเผาปูนซีเมนต์ ที่โรงงานปูนซีเมนต์ จังหวัดลำปาง ของบริษัท ปูนซีเมนต์ไทย (ลำปาง) จำกัด หรือโรงงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม โดยกระบวนการควบคุมความปลอดภัยในการขนส่งของเสียออกนอกพื้นที่จะมีใบรับส่งของเสีย (Waste Manifest) เป็นหลักฐานในการตรวจสอบ

ส่วนของเหลวช่วยเจาะ และเศษดินเศษหินจากการเจาะ ที่มีขนาดเล็กจะลอดผ่านตะแกรงเข้าสู่ส่วนคัดแยกละเอียด ซึ่งจะแยกเศษดินเศษหินจากการเจาะขนาดเล็กออกจากของเหลวช่วยเจาะ โดยของเหลวช่วยเจาะจะถูกหมุนเวียนกลับมาใช้ในการเจาะใหม่ ส่วนเศษดินเศษหินจากการเจาะที่มีขนาดเล็กจะรวบรวมใส่ถังคอนเทนเนอร์เพื่อนำไปกำจัดเช่นเดียวกัน

2.8.1.3 ระยะทดสอบหลุม

2.8.1.3(1) ของเสียไม่อันตราย

ของเสียในส่วนที่เป็นของเสียไม่อันตรายที่เกิดจากกิจกรรมของพนักงานก่อสร้างจำนวนประมาณ 5 คน คิดเป็นปริมาณ 5 กิโลกรัม/วัน (คิดจากอัตราการเกิดของเสียไม่อันตรายที่ 1 กิโลกรัม/คน/วัน, สผ. 2560) หรือ 0.015 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ความหนาแน่นของของเสียไม่อันตรายประมาณ 1 ตัน/ 3 ลูกบาศก์เมตร) ประกอบด้วย ของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกบรรจุในภาชนะสีเหลืองหรือติดฉลากสีเหลือง และของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกบรรจุในภาชนะบรรจุสีน้ำเงินหรือติดฉลากสีน้ำเงิน โดยของเสียไม่อันตรายทั้งสองประเภทดังกล่าวจะถูกขนส่งมายังพื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในสถานีผลิตลานกระบือโดยรถปิคอัพของบริษัทผู้รับเหมาเก็บขนของเสียของโครงการฯ ซึ่งได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง มีขนาดความจุประมาณ 3 ลูกบาศก์เมตร มีความถี่ในการขนส่งประมาณสัปดาห์ละ 2 ครั้ง ครั้งละ 1 เที่ยว ทั้งนี้เพื่อรวบรวมและคัดแยกของเสียแต่ละประเภท จากนั้นของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต สำหรับของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกคัดแยกและจำหน่ายให้แก่ หจก.กว้างเจริญรุ่งเรืองรีไซเคิล บริษัท วงษ์พาณิชย์ จำกัด และ/หรือบริษัทที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมาย เพื่อนำเข้าสู่กระบวนการแปรรูปของเสียกลับมาใช้ใหม่หรือกำจัดด้วยวิธีการที่ถูกต้องตามกฎหมายต่อไป

2.8.1.3(2) ของเสียอันตราย

ของเสียอันตราย เช่น ผ้าเปื้อนน้ำมัน ภาชนะบรรจุน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว (ถังเหล็ก) ถังสี หลอดไฟแบตเตอรี่ กระป๋องสเปรย์ เป็นต้น จะรวบรวมใส่ถังสีแดงขนาด 200 ลิตร ซึ่งปริมาณที่เกิดขึ้นในระยะทดสอบหลุมจะมีปริมาณไม่แน่นอน โดยคาดว่าจะมีปริมาณเฉลี่ยประมาณ 4 กิโลกรัม/วัน เมื่อพบว่าของเสียอันตรายมีปริมาณมากพอ จะมีการจัดเก็บและรวบรวมไว้ที่บริษัทของผู้รับเหมาก่อสร้าง จากนั้นจะถูกขนส่งโดยบริษัทผู้รับเหมาขนส่งของเสียอันตรายที่มีใบอนุญาตตามกฎหมายรับไปกำจัด (ปัจจุบัน ว่าจ้างบริษัท อีสเทิร์น ซีบอร์ด เอนไวรอนเมนทอล คอมเพล็กซ์ จำกัด (ESBEC) เป็นผู้ดำเนินการ) (ใบอนุญาตแสดงใน **ภาคผนวก 2-4.6**) ไปยังผู้รับบำบัดและ/หรือกำจัดที่ได้รับอนุญาตในการจัดการของเสียอันตรายจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป สำหรับของเสียที่เป็นน้ำมัน ได้แก่ น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว จะถูกรวบรวมไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาท้องถิ่นที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ หรือถูกส่งไปเข้าสู่กระบวนการผลิตพร้อมกับปิโตรเลียมที่ได้จากฐานหลุมผลิต

2.8.1.4 ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

2.8.1.4(1) ของเสียไม่อันตราย

ของเสียในส่วนที่เป็นของเสียไม่อันตรายที่เกิดจากกิจกรรมของพนักงาน จำนวนประมาณ 5 คน คิดเป็นปริมาณ 5 กิโลกรัม/วัน (คิดจากอัตราการเกิดของเสียไม่อันตราย 1 กิโลกรัม/คน/วัน, สผ. 2560) หรือ 0.015 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ความหนาแน่นของของเสียไม่อันตรายประมาณ 1 ตัน/3 ลูกบาศก์เมตร) ประกอบด้วย ของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้จะถูกบรรจุในภาชนะสีเหลืองหรือติดฉลากสีเหลือง และของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้

ประโยชน์ได้ จะถูกบรรจุในภาชนะบรรจุสีน้ำเงินหรือติดฉลากสีน้ำเงิน โดยของเสียไม่อันตรายทั้งสองประเภทดังกล่าวจะถูกขนส่งมายังพื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในสถานีผลิตลานกระบือโดยรถปิคอัพของบริษัทผู้รับเหมาเก็บขนของเสียของโครงการฯ ซึ่งมีขนาดความจุประมาณ 3 ลูกบาศก์เมตร มีความถี่ในการขนส่งประมาณสัปดาห์ละ 2 ครั้ง ครั้งละ 1 เที่ยว ทั้งนี้เพื่อรวบรวมและคัดแยกของเสียแต่ละประเภท จากนั้นของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต สำหรับของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกคัดแยกและจำหน่ายให้แก่ หจก.กว้างเจริญรุ่งเรืองรีไซเคิล บริษัท วงษ์พาณิชย์ จำกัด และ/หรือบริษัทที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมาย เพื่อนำเข้าสู่กระบวนการแปรรูปของเสียกลับมาใช้ใหม่หรือกำจัดด้วยวิธีการที่ถูกต้องตามกฎหมายต่อไป

2.8.1.4(2) ของเสียอันตราย

ของเสียอันตราย เช่น ผ้าเปื้อนน้ำมัน ภาชนะบรรจุน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว (ถังเหล็ก) ถังสี หลอดไฟแบตเตอรี่ กระป๋องสเปรย์ เป็นต้น จะรวบรวมใส่ถังสีแดง ขนาด 200 ลิตร ซึ่งปริมาณที่เกิดขึ้นในระยะการผลิตผ่านฐานหลุมผลิตจะมีปริมาณไม่แน่นอน โดยคาดว่าจะมีปริมาณเฉลี่ยประมาณ 4 กิโลกรัม/วัน เมื่อพบว่าของเสียอันตรายมีปริมาณมากพอจะมีการจัดเก็บและรวบรวมไว้ที่บริษัทของผู้รับเหมาก่อสร้าง จากนั้นจะถูกขนส่งโดยบริษัทผู้รับเหมาขนส่งของเสียอันตรายที่มีใบอนุญาตตามกฎหมายรับไปกำจัด (ปัจจุบัน ว่าจ้างบริษัท อีสเทิร์น ซีบอร์ด เอนไวรอนเมนทอล คอมเพล็กซ์ จำกัด (ESBEC) เป็นผู้ดำเนินการ) (ใบอนุญาตแสดงใน **ภาคผนวก 2-4.6**) ไปยังผู้รับบำบัดและ/หรือกำจัดที่ได้รับอนุญาตในการจัดการของเสียอันตรายจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป สำหรับของเสียที่เป็นน้ำมัน ได้แก่ น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว จะถูกรวบรวมไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาท้องถิ่นที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ หรือถูกส่งไปเข้าสู่กระบวนการผลิตพร้อมกับปิโตรเลียมที่ได้จากฐานหลุมผลิต

2.8.1.5 ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม

2.8.1.5(1) ของเสียไม่อันตราย

ของเสียในส่วนที่เป็นของเสียไม่อันตรายจากกิจกรรมของพนักงานก่อสร้างจำนวนประมาณ 40 คน คิดเป็น 40 กิโลกรัม/วัน (คิดจากอัตราการเกิดของเสียไม่อันตรายที่ 1 กิโลกรัม/คน/วัน, สผ. 2560 หรือ 0.12 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ความหนาแน่นของของเสียไม่อันตรายประมาณ 1 ตัน/ 3 ลูกบาศก์เมตร)) ประกอบด้วย ของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกบรรจุในภาชนะสีเหลืองหรือติดฉลากสีเหลือง และของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกบรรจุในภาชนะบรรจุสีน้ำเงินหรือติดฉลากสีน้ำเงิน โดยของเสียไม่อันตรายทั้งสองประเภทดังกล่าวจะถูกขนส่งมารวบรวม ณ พื้นที่จัดเก็บของเสียชั่วคราวภายในพื้นที่สำนักงานของผู้รับเหมาก่อสร้าง โดยรถปิคอัพของผู้รับเหมาก่อสร้าง ซึ่งมีขนาดความจุประมาณ 3 ลูกบาศก์เมตร มีความถี่ในการขนส่งประมาณสัปดาห์ละ 2 ครั้ง ครั้งละ 1 เที่ยว จากนั้นของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกส่งไปกำจัดโดยวิธีการแบบเชิงกล-ชีวภาพ (Mechanical, Biological and Thermal Treatment (MBT)) ณ สถานที่กำจัดของเสียของเทศบาลตำบลลานกระบือ หรือหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต สำหรับของเสียไม่อันตรายที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ จะถูกคัดแยกและจำหน่ายต่อไปให้กับบริษัท วงษ์พาณิชย์ จำกัด หรือบริษัทที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

2.8.1.5(2) ของเสียอันตราย

ของเสียอันตราย เช่น ผ้าเปื้อนน้ำมัน ภาชนะบรรจุน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว (ถังเหล็ก) ถังสี หลอดไฟแบตเตอรี่ กระป๋องสเปรย์ เป็นต้น โดยของเสียอันตรายจากการซ่อมบำรุงจะมีปริมาณประมาณ 500 กิโลกรัม/เดือน โดยปริมาณไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับรอบการบำรุงรักษาเครื่องจักร จะรวบรวมใส่ถังสีแดง ขนาด 200 ลิตร ซึ่งปริมาณที่เกิดขึ้นในกิจกรรมการก่อสร้างท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยคาดว่าจะมีปริมาณที่น้อยมาก ทั้งนี้ เมื่อพบว่าของเสียอันตรายมีปริมาณมากพอ จะมีการจัดเก็บและรวบรวมไว้ที่บริษัทของผู้รับเหมาก่อสร้าง จากนั้นจะถูกขนส่งโดยบริษัทผู้รับเหมาขนส่งของเสียอันตรายที่มีใบอนุญาตตามกฎหมายรับไปกำจัด (ปัจจุบัน ว่าจ้างบริษัท บริหารและพัฒนาเพื่อการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม จำกัด (มหาชน) (GENCO) และบริษัท เบตเตอร์เวิลด์ กรีน จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ดำเนินการ) (ใบอนุญาตแสดงใน**ภาคผนวก 2-4.2** และ **ภาคผนวก 2-4.3**) ไปยังผู้รับบำบัดและ/หรือกำจัดที่ได้รับอนุญาตในการจัดการของเสียอันตรายจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป สำหรับของเสียที่เป็นน้ำมัน ได้แก่ น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว ซึ่งมีปริมาณประมาณ 1,500 กิโลกรัม/เดือน โดยปริมาณน้ำมันหล่อลื่นใช้แล้วไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับรอบการบำรุงรักษาเครื่องจักรและการใช้งานของเครื่องจักร จะถูกรวบรวมไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาท้องถิ่นที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ หรือถูกส่งไปเข้าสู่กระบวนการผลิตพร้อมกับปิโตรเลียมที่ได้จากฐานหลุมผลิต

2.8.2 น้ำเสียและการจัดการ

2.8.2.1 ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

น้ำเสียที่เกิดขึ้นในช่วงระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต มีเฉพาะน้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน ในช่วงระหว่างการทำงานในพื้นที่ก่อสร้างฐานหลุมผลิต ได้แก่ น้ำใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม ฯลฯ ซึ่งคาดว่าจะมีจำนวนพนักงาน 70 คน ปริมาณน้ำเสียและสิ่งปฏิกูลคาดว่าจะเกิดขึ้น 3.9 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ร้อยละ 80 ของปริมาณน้ำใช้จากพื้นที่ปฏิบัติงานหรือสำนักงาน 70 ลิตร/คน/วัน (วิศวกรรมสิ่งแวดล้อม, ดร.เกรียงศักดิ์ อุดมสินโรจน์, 2539)) ซึ่งได้มีการจัดเตรียมห้องสุขาแบบสำเร็จรูปไว้ในพื้นที่ ซึ่งห้องสุขาสำเร็จรูปนี้มีการติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ (Septic Tank) ขนาดกว้าง x ยาว x ลึก 2.3 x 4.0 x 1.5 เมตร และบ่อซึม (Soak Away Pit) ขนาดกว้าง x ยาว x ลึก 5.0 x 5.0 x 1.0 เมตร คิดเป็นความจุ 38.8 ลูกบาศก์เมตร โดยน้ำเสียที่ผ่านการบำบัดจากบ่อเกรอะจะระบายเข้าสู่บ่อซึมเพื่อให้เกิดการกรองและซึมไปในชั้นดินตามธรรมชาติ

ทั้งนี้ ความสามารถในการรองรับของบ่อเกรอะ-บ่อซึมที่ใช้ในโครงการฯ แสดงรายละเอียดดัง**หัวข้อ 2.8.2.2 (1)** น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน ซึ่งพบว่าบ่อเกรอะ-บ่อซึมที่ใช้ในโครงการฯ มีความสามารถรองรับน้ำเสียที่เกิดขึ้นในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิตได้อย่างเพียงพอ

2.8.2.2 ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

น้ำเสียที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม มีน้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน และน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (Oily Water) ซึ่งเจ้าของโครงการฯ มีการจัดการดังนี้

2.8.2.2(1) น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน

น้ำเสียและสิ่งปฏิกูลที่เกิดขึ้น เป็นน้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงานที่อาศัยอยู่ในที่พักของพื้นที่โครงการฯ ได้แก่ น้ำใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม ฯลฯ จากที่พักพนักงาน และในพื้นที่เจาะหลุมปิโตรเลียม ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมคาดว่าจะมีเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานประจำสูงสุดประมาณ 100 คน ปริมาณน้ำเสียและสิ่งปฏิกูลคาดว่าจะเกิดขึ้นประมาณ 16 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ร้อยละ 80 ของปริมาณน้ำใช้ที่จากที่พักอาศัย 200 ลิตร/คน/วัน (*วิศวกรรมสิ่งแวดล้อม, ดร.เกรียงศักดิ์ อุดมสินโรจน์, 2539*) ซึ่งได้มีการจัดเตรียมห้องสุขาแบบสำเร็จรูปไว้ในพื้นที่ ซึ่งห้องสุขาสำเร็จรูปนี้มีการติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ (Septic Tank) เพื่อรองรับน้ำเสียจากห้องสุขาแบบสำเร็จรูป และน้ำซักล้าง ที่เกิดขึ้นในแต่ละระยะของการดำเนินโครงการฯ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อบำบัดน้ำเสียเบื้องต้น โดยบ่อเกรอะสามารถลดค่าความสกปรกในน้ำ (BOD) ลงได้ส่วนหนึ่ง ก่อนส่งน้ำทิ้งไปยังบ่อซึมเพื่อให้เกิดการกรองและซึมไปในชั้นดินตามธรรมชาติ ทั้งนี้ บ่อเกรอะได้ถูกออกแบบให้มีระยะเวลาเก็บกักน้ำ (Hydraulic Retention Time: HRT) ที่เหมาะสม คือ 6 ถึง 24 ชั่วโมง (อ้างอิงจาก *U.S. Environmental Protection Agency, Onsite Wastewater Treatment Systems Manual, 2005*)

สำหรับขนาดบ่อเกรอะและบ่อซึมที่จะติดตั้งในโครงการฯ มีรายละเอียดดังนี้

- **ขนาดบ่อเกรอะ (Septic Tank)**

ขนาดกว้าง x ยาว x ลึก = 2.3 x 4.0 x 1.5 เมตร

คิดเป็นขนาดความจุ = 13.8 ลูกบาศก์เมตร

— **ขนาดบ่อซึม**

ขนาดกว้าง x ยาว x ลึก = 5.0 x 5.0 x 1.0 เมตร

คิดเป็นขนาดความจุ = 25.0 ลูกบาศก์เมตร

<u>รายการคำนวณระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ</u>

โครงการฯ ประเมินปริมาณน้ำเสียในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม เนื่องจากมีปริมาณน้ำเสียสูงสุด ประมาณ 16 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

— น้ำเสียจากห้องสุขาแบบสำเร็จรูป และน้ำซักล้าง ค่า BOD = 250 มก./ล.

— ปริมาณน้ำเสียเข้าบ่อเกรอะ $=Q_{avd}$ =16 ลบ.ม./วัน

— ปริมาณน้ำเสียเข้าบ่อเกรอะ เฉลี่ย $=Q_{avh}$ =0.67 ลบ.ม./ชั่วโมง

— ออกแบบรองรับ Peak Load (Peak Flow rate) =10 เท่า[1/]

— ปริมาตรบ่อเกรอะที่ต้องการ =Vsp =6.7 ลบ.ม.

— BOD_5 ของน้ำเสียเข้า $=BOD_{in}$ =250 มก./ล.

— ประสิทธิภาพการบำบัดของบ่อเกรอะ =E =30%[1/]

— BOD_5 ของน้ำเสียออก $=BOD_{out}$ =175 มก./ล.

— ขนาดปริมาตรบ่อเกรอะ =กว้าง x ยาว x ลึก

= 2.3 x 4.0 x 1.5 เมตร

— ปริมาตรรวม = 13.8 ลบ.ม.

— ตรวจสอบปริมาตรบำบัดกับปริมาตรออกแบบระบบที่ต้องการ > 6.7 ลบ.ม.

— ระยะเวลาเก็บกักจริงส่วนบ่อเกรอะ = 13.8 / 0.67 ชม.

= 20.6 ชม.

ทั้งนี้ ปริมาณน้ำเสียจากพนักงานที่เกิดขึ้นในแต่ละระยะซึ่งอยู่ในช่วงระหว่าง 0.8 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (ในระยะผลิตปิโตรเลียม) ถึง 16 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม) ดังนั้น บ่อเกรอะของโครงการฯ จึงมีขนาดเพียงพอที่จะรองรับปริมาณน้ำเสียที่คาดว่าจะเกิดขึ้น

[1/] อ้างอิงจาก Metcalf & Eddy, Wastewater Engineering Treatment and Reuse, Fourth Edition (2002).

ปริมาณน้ำเสียที่เกิดขึ้นกับปริมาตรของบ่อเกรอะและบ่อซึมนั้นมีความสามารถในการจัดการเป็นน้ำทิ้งที่มีสามารถกักเก็บไว้ได้ระยะเวลาหนึ่ง แล้วจะมีบริษัทผู้รับเหมามาดูดของเสียเพื่อนำไปกำจัดต่อไป โดยที่ไม่ได้มีการปล่อยระบายออกนอกโครงการแต่อย่างใด

2.8.2.2(2) น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (Oily Water)

น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตมีแหล่งกำเนิดมาจากน้ำฝนที่ตกลงในบริเวณฐานคอนกรีตรองรับอุปกรณ์การเจาะ ที่อาจชะเอาคราบน้ำมันปนเปื้อนตามพื้น หรือบริเวณวาล์ว ข้อต่อของเครื่องจักร และอุปกรณ์การเจาะต่าง ๆ ซึ่งจะเกิดขึ้นเฉพาะในช่วงที่ฝนตกเท่านั้น นอกจากนี้ ยังมีน้ำเสียจากการซ่อมบำรุงเครื่องจักร ซึ่งเกิดขึ้นจากการซ่อมอุปกรณ์การเจาะต่าง ๆ ที่ติดตั้งภายในฐานหลุมผลิตส่วนที่ดาดคอนกรีต โดยพื้นที่ดาดคอนกรีตภายในฐานหลุมผลิตที่จะมีการก่อสร้างใหม่จำนวน 5 แห่งของโครงการฯ มีขนาดต่างกันอยู่ระหว่าง 5,404-6,715 ตารางเมตร ซึ่งปริมาณน้ำฝนที่ตกลงบนบริเวณพื้นที่ดาดคอนกรีต แสดงดัง**ตารางที่ 2-64**

พื้นที่ดาดคอนกรีตส่วนนี้มีรางระบายน้ำขนาด 0.3 เมตร ล้อมรอบ โดยน้ำฝนที่อาจปนเปื้อนจะถูกรวบรวมเข้าสู่รางระบายน้ำและผ่านเข้าสู่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) ที่อยู่ภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิต เป็นบ่อรูปสี่เหลี่ยมผืนผ้าดาดด้วยคอนกรีต ขนาดกว้าง 20 เมตร x ยาว 27 เมตร x ลึก 1.9 เมตร คิดเป็นความจุของบ่อรวม 750 ลูกบาศก์เมตร (หรือเทียบเท่า 4,717บาร์เรล) ซึ่งจะรองรับน้ำฝนที่ตกลงในบริเวณพื้นที่ดาดคอนกรีต รวมถึงใช้เป็นบ่อสำรองน้ำเพื่อการดับเพลิง ซึ่งโครงการฯ จะสูบน้ำออกเมื่อมีปริมาณน้ำสะสมในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำเพิ่มขึ้นถึงระดับ 3 ใน 4 ของปริมาตรบ่อ (562 ลูกบาศก์เมตร) และขนส่งไปกำจัดที่ระบบ API Separator ของสถานีผลิตลานกระบือ โดยบ่อคอนกรีตเก็บน้ำจะทำหน้าที่ 2 ส่วน คือ 1) สำรองน้ำเพื่อการดับเพลิงในระยะทดสอบหลุม และระยะผลิตปิโตรเลียม และ 2) รองรับน้ำฝนจากบริเวณพื้นที่ดาดคอนกรีตในฐานหลุมผลิต ซึ่งจากการคำนวณปริมาณน้ำในบ่อ (ประเมินจากปริมาณน้ำฝนที่ตกลงบริเวณพื้นที่ดาดคอนกรีตที่มีรางระบายน้ำล้อมรอบซึ่งจะรวบรวมน้ำฝนลงสู่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ) พบว่าน้ำฝนที่สะสมในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำจะมีปริมาณสูงสุดในฤดูฝนซึ่งมีปริมาณสูงสุดในช่วงระยะเวลา 15 นาที[1/] แรก ระหว่าง 191.6-217.26 ลูกบาศก์เมตร เมื่อรวมกับปริมาณน้ำที่อยู่ในบ่อคอนกรีต พบว่า ยังมีปริมาตรคงเหลือให้สามารถรองรับน้ำฝนในฐานหลุมผลิตได้อย่างเพียงพอ โดยโครงการฯ จะทำการสูบออกและขนส่งไปกำจัดที่สถานีผลิตลานกระบือด้วยรถบรรทุกน้ำความจุ 35 ลูกบาศก์เมตร โดยมีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละ 2 คัน/วัน/ฐานหลุมผลิต ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-64**

สำหรับน้ำฝนที่อาจปนเปื้อนของฐานหลุมผลิตเดิมจำนวน 18 แห่ง ที่จะมีกิจกรรมการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมนั้น จะถูกรวบรวมเข้าสู่รางระบายน้ำและผ่านเข้าสู่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) ที่อยู่ภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิตเช่นกัน โดยจะมีปริมาณสูงสุดในฤดูฝน ซึ่งโครงการฯ จะทำการสูบออกจากบ่อคอนกรีตเก็บน้ำในปริมาณน้ำสูงสุดที่ 78.30 บาร์เรล/วัน/ฐานหลุมผลิต ดังแสดงรายละเอียดใน**หัวข้อ 2.8.2.6(3)** และขนส่งไปกำจัดที่สถานีผลิตลานกระบือด้วยรถบรรทุกน้ำความจุ 35 ลูกบาศก์เมตร มีปริมาณการขนส่งสูงสุดวันละ 3 คัน/ฐานหลุมผลิต

[1/] ประเมินโดยพิจารณาใช้ปริมาณน้ำฝนที่ตกต่อเนื่องนาน 15 นาที โดยใช้ค่าความเข้มของฝน (Rainfall Intensity) ที่คาบความถี่การเกิดซ้ำ (Return Period) 5 ปี ซึ่งมีปริมาณระหว่าง 118.3-145.2 มม./ชม. (ความเข้มฝนได้จากกราฟ Rainfall Frequency Duration Curve)

ตารางที่ 2-64 ขนาดพื้นที่ดาดคอนกรีตและปริมาณน้ำฝนที่รวบรวมในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำของโครงการฯ

ฐานหลุมผลิต	พื้นที่ดาดคอนกรีต (ตารางเมตร)						ปริมาณน้ำฝนสูงสุดที่รวบรวมในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ[1/] (ลูกบาศก์เมตร/15 นาที)	ปริมาณน้ำที่ต้องสูบออก[2/] (ลูกบาศก์เมตร/วัน)	คาดการณ์จำนวนเที่ยวรถขนน้ำสูงสุด[3/] (คัน/วัน)
	ส่วนรองรับกิจกรรมการเจาะปิโตรเลียม				ความจุบ่อคอนกรีต				
	ฐานคอนกรีตรองรับแท่นเจาะ	พื้นที่วางระบบโคลนช่วยเจาะและระบบเสริมอื่น ๆ	บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ	รวม	บาร์เรล	ลูกบาศก์เมตร			
บึงช้าง-อี (BCG-E)	1,350	4,019	540	5,909	4,717	750	191.60	39.10	2
ลำคูณ-บี (LKN-B)	1,530	4,646	540	6,716	4,717	750	198.63	46.13	2
หนองอ้อ-ดี (NOH-D)	1,305	3,560	540	5,405	4,717	750	196.20	43.70	2
วัดแตน-ดี (WTN-D)	1,485	3,960	540	5,985	4,717	750	217.26	64.76	2
ยางเมือง-อี (YMG-E)	1,485	3,960	540	5,985	4,717	750	217.26	64.76	2

หมายเหตุ: 1/ ปริมาณน้ำฝนที่รวบรวมในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ คิดจากปริมาณน้ำฝนสูงสุดที่ตกลงบนพื้นที่ดาดคอนกรีต (คิดที่ฝนตกต่อเนื่องนาน 15 นาที โดยใช้ค่าความเข้มของฝน (Rainfall Intensity) ที่คาบความถี่การเกิดซ้ำ (Return Period) 5 ปี ระหว่าง 118.3-145.2 มม./ชม. (ความเข้มฝนได้จากกราฟ Rainfall Frequency Duration Curve)

2/ ปริมาณน้ำที่ต้องสูบออกจากบ่อคอนกรีตเก็บน้ำของโครงการฯ คิดจากปริมาณน้ำฝนสูงสุดที่รวบรวมในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (คิดที่ 15 นาที) บวกด้วยปริมาณน้ำฝนที่ต้องสำรองไว้ในบ่อตลอดเวลาเพื่อการดับเพลิงที่ 410 ลูกบาศก์เมตร (ปริมาณสำรองสำหรับระยะทดสอบหลุมและระยะผลิตปิโตรเลียม ส่วนระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมจะใช้น้ำดับเพลิงจากถังเก็บน้ำของแท่นเจาะ) หักลบด้วยปริมาตรบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ ประมาณ 562.5 ลูกบาศก์เมตร (ปริมาณน้ำฝนที่ระดับ 3 ใน 4 ของปริมาตรบ่อ)

3/ โครงการฯ จะลำเลียงน้ำจากบ่อคอนกรีตเก็บน้ำของฐานหลุมผลิตของโครงการฯ และส่งไปยังสถานีผลิตลานกระบือโดยรถบรรทุกน้ำ ความจุเท่ากับ 35 ลูกบาศก์เมตร

2.8.2.3 ระยะทดสอบหลุม

น้ำเสียที่เกิดขึ้นในช่วงระยะทดสอบหลุม มีน้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน และน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (Oily Water) ซึ่งเจ้าของโครงการฯ มีการจัดการดังนี้

2.8.2.3(1) น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน

น้ำเสียและสิ่งปฏิกูลที่เกิดขึ้น เป็นน้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงานที่อาศัยอยู่ในที่พักของพื้นที่โครงการฯ ได้แก่ น้ำใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม ฯลฯ จากที่พักพนักงาน และในพื้นที่ฐานหลุมผลิต ในระยะการทดสอบหลุมคาดว่าจะมีเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานประจำสูงสุดประมาณ 5 คน ปริมาณน้ำเสียและสิ่งปฏิกูลคาดว่าจะเกิดขึ้นประมาณ 0.8 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ร้อยละ 80 ของปริมาณน้ำใช้ที่จากที่พักอาศัย 200 ลิตร/คน/วัน (*วิศวกรรมสิ่งแวดล้อม, ดร.เกรียงศักดิ์ อุดมสินโรจน์, 2539*)) ซึ่งได้มีการจัดเตรียมห้องสุขาแบบสำเร็จรูปไว้ในพื้นที่ ซึ่งห้องสุขาสำเร็จรูปนี้มีการติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ (Septic Tank) ขนาดกว้าง x ยาว x ลึก 2.3 x 4.0 x 1.5 เมตร และบ่อซึม (Soak Away Pit) ขนาดกว้าง x ยาว x ลึก 5.0 x 5.0 x 1.0 เมตร คิดเป็นความจุ 38.8 ลูกบาศก์เมตร โดยน้ำเสียที่ผ่านการบำบัดจากบ่อเกรอะจะระบายเข้าสู่บ่อซึมเพื่อให้เกิดการกรองและซึมไปในชั้นดินตามธรรมชาติ

ทั้งนี้ ความสามารถในการรองรับของบ่อเกรอะ-บ่อซึมที่ใช้ในโครงการฯ แสดงรายละเอียดดัง**หัวข้อ 2.8.2.2(1) น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน** ซึ่งพบว่าบ่อเกรอะ-บ่อซึมที่ใช้ในโครงการฯ มีความสามารถรองรับน้ำเสียที่เกิดขึ้นในระยะทดสอบหลุมได้อย่างเพียงพอ

2.8.2.3(2) น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (Oily Water)

น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตมีแหล่งกำเนิดมาจากน้ำฝนที่ตกลงในบริเวณฐานคอนกรีตรองรับอุปกรณ์การเจาะ ที่อาจชะเอาคราบน้ำมันปนเปื้อนตามพื้น หรือบริเวณวาล์ว ข้อต่อของเครื่องจักร และอุปกรณ์ต่าง ๆ ซึ่งจะเกิดขึ้นเฉพาะในช่วงที่ฝนตกเท่านั้น นอกจากนี้ ยังมีน้ำเสียจากการซ่อมบำรุงเครื่องจักร ซึ่งเกิดขึ้นจากการซ่อมอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งลงบนฐานคอนกรีต ดังนั้น พื้นที่ดาดคอนกรีตที่แตกต่างกันในแต่ละฐานหลุมผลิต ทำให้ปริมาณน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตในแต่ละฐานหลุมผลิตต่างกัน ซึ่งรายละเอียดน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (Oily Water) ในระยะทดสอบหลุม มีปริมาณเท่ากับระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ดังแสดงใน**หัวข้อ 2.8.2.2(2) น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (Oily Water)**

2.8.2.4 ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

น้ำเสียที่เกิดขึ้นในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต มีแหล่งกำเนิดมาจาก 3 ส่วน คือ 1) น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน 2) น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต และ 3) น้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) ซึ่งมีการจัดการดังนี้

2.8.2.4(1) น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน

ปริมาณน้ำเสียและแนวทางการจัดการมีรายละเอียดเช่นเดียวกับ **หัวข้อ 2.8.2.3(1) น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน** ซึ่งพบว่าบ่อเกรอะ-บ่อซึมที่ใช้ในโครงการฯ มีความสามารถรองรับน้ำเสียที่เกิดขึ้นในระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิตได้อย่างเพียงพอ

2.8.2.4(2) น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (Oily Water)

น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิตมีแหล่งกำเนิดมาจากน้ำฝนที่ตกลงในบริเวณฐานคอนกรีตรองรับอุปกรณ์การเจาะ ที่อาจชะเอาคราบน้ำมันปนเปื้อนตามพื้น หรือบริเวณวาล์ว ข้อต่อของเครื่องจักร และอุปกรณ์ต่าง ๆ ซึ่งจะเกิดขึ้นเฉพาะในช่วงที่ฝนตกเท่านั้น นอกจากนี้ ยังมีน้ำเสียจากการซ่อมบำรุงเครื่องจักร ซึ่งเกิดขึ้นจากการซ่อมอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งลงบนฐานคอนกรีต

ทั้งนี้ รายละเอียดน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (Oily Water) ในระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิต มีปริมาณเท่ากับระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ดังแสดงใน**หัวข้อ 2.8.2.2(2) น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันในฐานหลุมผลิต (Oily Water)**

2.8.2.4(3) น้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water)

การผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ไม่มีกระบวนการแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบแต่อย่างใด ปิโตรเลียมที่ได้จากหลุมผลิตของโครงการฯ จะถูกรวบรวมเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำและน้ำมันดิบในถังกักเก็บ (Dehydration Tank) ที่สถานีผลิตย่อยและ/หรือสถานีผลิตลานกระบือ โดยปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) ที่คาดว่าจะเกิดจากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ มีปริมาณระหว่าง [redacted] บาร์เรล/วัน (อ้างถึง**หัวข้อ 2.5.5**) น้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดจากโครงการฯ จะรวมกับน้ำจากกระบวนการผลิตจากแหล่งน้ำมันอื่น ๆ ของเจ้าของโครงการฯ และขนส่งเข้าสู่ระบบ API Separator ของสถานีผลิตลานกระบือเพื่ออัดกลับในหลุมอัดกลับน้ำ โดยภายหลังการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ช่วงที่คาดว่าจะมีปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตสูงสุดคือในเดือน มิถุนายน ปี พ.ศ. 2567 ที่คาดว่าจะมีน้ำจากกระบวนการผลิตเข้าสู่ระบบ API Separator ของสถานีผลิตลานกระบือ [redacted] บาร์เรล/วัน ซึ่งรายละเอียดกระบวนการจัดการน้ำเสียของสถานีผลิตลานกระบือ สรุปได้ดัง**หัวข้อ 2.8.2.6** ที่จะกล่าวถึงต่อไป

ในปัจจุบันการดำเนินการผลิตปิโตรเลียมในแปลง S1 มีปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) [redacted] บาร์เรล/วัน (ข้อมูล ณ เดือนมกราคม พ.ศ. 2566) ซึ่งถูกอัดกลับในหลุมอัดน้ำกลับที่สถานีผลิตลานกระบือทั้งหมด โดยเจ้าของโครงการฯ ได้ดำเนินการตรวจวัดคุณภาพทางกายภาพและทางเคมีของน้ำจากกระบวนการผลิตก่อนอัดกลับ โดยบริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งผลการตรวจวัดปี พ.ศ. 2563 แสดงดัง**ตารางที่ 2-65**

ตารางที่ 2-65 ผลการตรวจวัดคุณภาพทางกายภาพและทางเคมีของน้ำจากกระบวนการผลิตก่อนดำเนินการอัดกลับในหลุมอัดกลับน้ำที่สถานีผลิตลานกระบือ ปี พ.ศ. 2563

พารามิเตอร์	หน่วย	ผลการตรวจวัด
ความเป็นกรดและด่าง (pH)	-	7.1 (25 องศาเซลเซียส)
ความนำไฟฟ้า (EC)	ไมโครซีเมนส์/เซนติเมตร	29,800 (25 องศาเซลเซียส)
บีโอดี (BOD)	มิลลิกรัม/ลิตร	748
สารแขวนลอยทั้งหมด (TSS)	มิลลิกรัม/ลิตร	67.5
ของแข็งละลายทั้งหมด (TDS)	มิลลิกรัม/ลิตร	19,260
น้ำมันและไขมัน	มิลลิกรัม/ลิตร	69
คลอไรด์ (Cl^-)	มิลลิกรัม/ลิตร	12,132
โครเมียมเฮกซะวาเลนท์ (Cr^{6+})	มิลลิกรัม/ลิตร	<0.001
เหล็ก (Fe)	มิลลิกรัม/ลิตร	12.7
แมงกานีส (Mn)	มิลลิกรัม/ลิตร	0.417
ตะกั่ว (Pb)	มิลลิกรัม/ลิตร	<0.031
สารหนู (As)	มิลลิกรัม/ลิตร	0.0144
แบเรียม (Ba)	มิลลิกรัม/ลิตร	15.9
ปรอท (Hg)	มิลลิกรัม/ลิตร	<0.0005

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2564) ตรวจวัดโดยบริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด (2563)

2.8.2.5 ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม

2.8.2.5(1) น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน

น้ำเสียและสิ่งปฏิกูลที่เกิดขึ้น เป็นน้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ ได้แก่ น้ำใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม โดยในระยะก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมคาดว่าจะมีพนักงานสูงสุดประมาณ 40 คน ปริมาณน้ำเสียและสิ่งปฏิกูลคาดว่าจะเกิดขึ้นมีประมาณ 2.2 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ร้อยละ 80 ของปริมาณน้ำใช้ที่จากพื้นที่ปฏิบัติงานหรือสำนักงาน 70 ลิตร/คน/วัน(*เกรียงศักดิ์ อุดมสินโรจน์, 2539*) ซึ่งได้มีการจัดเตรียมห้องสุขาแบบสำเร็จรูปไว้ในพื้นที่ ซึ่งห้องสุขาสำเร็จรูปนี้มีการติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ (Septic Tank) ขนาดกว้าง x ยาว x ลึก 2.3 x 4.0 x 1.5 เมตร และบ่อซึม (Soak Away Pit) ขนาดกว้าง x ยาว x ลึก 5.0 x 5.0 x 1.0 เมตร คิดเป็นความจุ 38.8 ลูกบาศก์เมตร โดยน้ำเสียที่ผ่านการบำบัดจากบ่อเกรอะจะระบายเข้าสู่บ่อซึมเพื่อให้เกิดการกรองและซึมไปในชั้นดินตามธรรมชาติ

2.8.2.5(2) น้ำจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยวิธีชลสถิตย์

น้ำที่เกิดขึ้นจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยวิธีชลสถิตย์จะมีปริมาณขึ้นอยู่กับขนาดและความยาวของแนวท่อ ระหว่าง 5.68-128.06 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งโครงการฯ จะทำการทดสอบรอยรั่วท่อแต่ละเส้นไม่พร้อมกัน โดยหลังจากการทดสอบแนวท่อแล้วเสร็จจะมีการทดสอบคุณภาพน้ำ ก่อนระบายสู่ธรรมชาติ ได้แก่ ความเป็นกรดและด่าง (pH) อุณหภูมิน้ำ (Temperature) ของแข็งแขวนลอย (SS) น้ำมันและไขมัน (Oil and Grease) อย่างไรก็ตามกรณีไม่อยู่

ในค่าที่กำหนด โครงการฯ จะใช้รถขนส่งน้ำจากการทดสอบท่อของผู้รับเหมาก่อสร้างแนวท่อ ขนส่งไปอัดกลับที่หลุมอัดกลับน้ำที่สถานีผลิตลานกระบือ รายละเอียดปริมาณน้ำที่เกิดขึ้นจากกระบวนการทดสอบแนวท่อแสดงดัง**ตารางที่ 2-66**

ตารางที่ 2-66 ปริมาตรน้ำที่เกิดจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อโดยวิธีชลสถิตย์

แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ความยาวท่อโดยประมาณ (กิโลเมตร)	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง (นิ้ว)	ปริมาตรน้ำจากการทดสอบท่อ	
			(ลูกบาศก์เมตร)	(บาร์เรล)
แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)	2.48	ท่อก๊าซขนาด 3 นิ้ว	5.68	35.73
		ท่อน้ำมันดิบขนาด 6 นิ้ว	29.96	188.44
		ท่อน้ำจากกระบวนการผลิตขนาด 6 นิ้ว	29.96	188.44
แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) โดยวางท่อลำเลียงปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D)	10.60	ท่อน้ำจากกระบวนการผลิตขนาด 6 นิ้ว	128.06	805.47

หมายเหตุ: 1/ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อ 3 นิ้ว และหนา 0.438 นิ้ว ดังนั้น ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อลำเลียงปิโตรเลียม เท่ากับ 2.124 นิ้ว (0.054 เมตร)

2/ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อ 6 นิ้ว และหนา 0.562 นิ้ว ดังนั้น ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อลำเลียงปิโตรเลียม เท่ากับ 4.876 นิ้ว (0.124 เมตร)

สำหรับการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม ไม่มีกระบวนการแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบแต่อย่างใด ปิโตรเลียมที่ได้จากหลุมผลิตของฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) จะถูกรวบรวมไปเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำและน้ำมันดิบในถังกักเก็บ (Dehydration Tank) ที่สถานีผลิตย่อยและ/หรือสถานีผลิตลานกระบือ โดยแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ มีปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นระหว่าง [redacted] บาร์เรล/วัน

2.8.2.6 ภาพรวมการจัดการน้ำที่สถานีผลิตลานกระบือ

2.8.2.6(1) แหล่งกำเนิดน้ำเสีย และวิธีการจัดการน้ำเสียที่สถานีผลิตลานกระบือ

การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตและน้ำปนเปื้อนที่เกิดขึ้นจากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งในแปลง S1 จะถูกส่งมาบำบัดและกำจัดที่สถานีผลิตลานกระบือ โดยภาพรวมการจัดการมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ก) แหล่งกำเนิดน้ำเสียของโครงการฯ

แหล่งกำเนิดน้ำเสียของโครงการฯ มาจากกระบวนการผลิตและน้ำปนเปื้อนจากฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งภายในพื้นที่แปลง S1 จะถูกส่งเข้าไปที่ระบบแยกน้ำและน้ำมัน (API Separator) หรือพักในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดิน (Underground Concrete Sump) ที่สถานีผลิตลานกระบือ ก่อนนำไปอัดกลับผ่านหลุมอัดกลับเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตในระบบ Water Flood ประกอบด้วยน้ำจากส่วนต่าง ๆ ดังนี้

- น้ำที่เข้าสู่ระบบแยกน้ำและน้ำมันดิบ (API Separator) ได้แก่
  - น้ำที่อยู่ภายในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) ซึ่งรองรับน้ำฝนหรือน้ำที่เกิดขึ้นในบริเวณพื้นที่ดาดคอนกรีต (Concrete Drill Pad) ภายในฐานหลุมผลิต
  - น้ำจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยวิธีชลสถิตย์ (Hydrostatic Testing) ซึ่งน้ำจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยวิธีชลสถิตย์จะเกิดขึ้นเพียง 1 ครั้ง ภายหลังการก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมแล้วเสร็จ
- น้ำที่เข้าสู่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดิน (Underground Concrete Sump) ได้แก่ น้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water)

ข) ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตและน้ำปนเปื้อนของสถานีผลิตลานกระบือ

ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตและน้ำปนเปื้อนของสถานีผลิตลานกระบือ ประกอบด้วย ระบบแยกน้ำและน้ำมัน (API Separator) และบ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดิน (Underground Concrete Sump) มีรายละเอียดดังนี้

<u>2.1) ระบบ API Separator ภายในสถานีผลิตลานกระบือ</u>

ระบบ API Separator รองรับน้ำปนเปื้อนที่ขนส่งมาจากบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) และวาล์วหัวบ่อ (Well cellar) รวบรวมมาจากฐานหลุมผลิตต่าง ๆ ที่กระจายอยู่ในพื้นที่โดยรอบของสถานีผลิตลานกระบือ น้ำปนเปื้อนจากพื้นที่ต่าง ๆ เช่น น้ำฝนและน้ำปนเปื้อนจากบริเวณ Well Cellar และน้ำจากการทดสอบท่อด้วยวิธีชลสถิตย์ จะถูกรวบรวมเข้าสู่ API Separator โดยมีรายละเอียดขั้นตอนการจัดการ ดังนี้

- น้ำปนเปื้อนในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) ที่มาจากฐานหลุมผลิตภายนอกสถานีผลิตลานกระบือ จะถูกรวบรวมเข้าสู่บ่อพักน้ำชั่วคราวที่สถานีผลิตลานกระบือ (มีความสามารถในการรองรับได้สูงสุด ประมาณ 576,000 บาร์เรล/วัน) ก่อนส่งเข้าสู่ระบบ API Separator

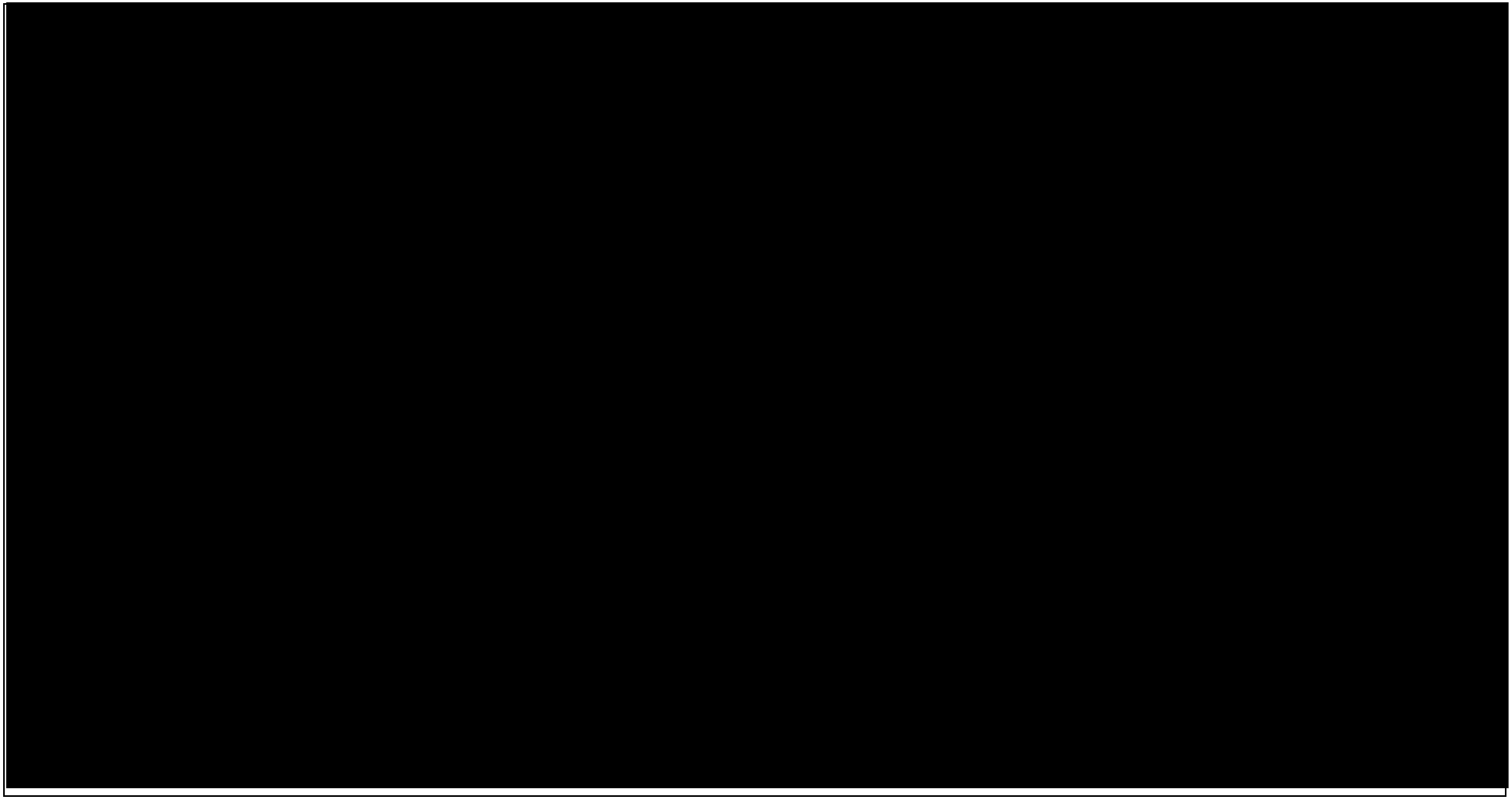
- ระบบ API Separator มีความจุ 3,270 บาร์เรล ประกอบด้วยถัง 2 ส่วน คือ Longitudinal Settling Tank และ Parallel-plate Settling Tanks หลักการแยกน้ำมันออกจากน้ำที่ระบบ API Separator อาศัยคุณสมบัติความถ่วงจำเพาะที่แตกต่างกันของน้ำและน้ำมัน น้ำมันซึ่งเบากว่าจะลอยเหนือผิวน้ำ และไหลเข้าสู่บ่อรวบรวมน้ำมัน (Skimmed Oil Pit) และจะถูกสูบไปยังถังเก็บน้ำมันดิบ ทั้งนี้ระบบการจัดการน้ำของ API Separator มีลักษณะเป็นแบบ Filling While Draining โดยการทำงานของระบบ API Separator ต้องมีระยะเวลาการพักน้ำในบ่อ (Retention time) อย่างน้อย 20 นาที ดังนั้น API Separator จะมีความสามารถในการรองรับได้สูงสุด ประมาณ 235,400 บาร์เรล/วัน
- น้ำที่ผ่านระบบ API Separator จะถูกสูบไปยังถังคอนกรีตพักน้ำ (Concrete Holding Basin) ก่อนจะส่งไปอัดกลับที่หลุมอัดกลับน้ำ

2.2) ระบบบ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดิน (Underground Concrete Sump)

เป็นระบบที่รองรับน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) โดยน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดจากฐานหลุมผลิตปิโตรเลียมที่สถานีผลิตลานกระบือและฐานหลุมผลิตต่าง ๆ ภายในพื้นที่แปลง S1 และแปลง L22/43 จะถูกรวบรวมลงสู่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดิน (Underground Concrete Sump) ซึ่งมีจำนวน 2 บ่อ (T4101 และ T4102) ความจุรวมประมาณ 10,000 บาร์เรล เพื่อให้เกิดการแยกตัวของน้ำและน้ำมันที่หลงเหลืออยู่ น้ำมันที่ลอยตัวอยู่ด้านบนจะถูกสูบไปที่ถังกักเก็บน้ำมันดิบ ส่วนน้ำที่อยู่ด้านล่างจะถูกอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำภายในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ไปยังชั้นหินที่มีความลึกมากกว่า 1,000 เมตร เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตให้แก่หลุมน้ำมันใกล้เคียงต่อไป ซึ่งเป็นระดับความลึกของน้ำใต้ดินที่ไม่มีการใช้ประโยชน์ในการอุปโภค/บริโภคใด ๆ โดยบ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดินดังกล่าวจะต้องมีระยะเวลาการพักน้ำในบ่อ (Retention Time) อย่างน้อย 20 นาที

แหล่งน้ำมันสิริกิติ์และแหล่งต่าง ๆ ภายในพื้นที่แปลง S1 และแปลง L22/43 ได้มีการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) ทั้งหมดด้วยวิธีการอัดกลับลงสู่ชั้นปิโตรเลียมเพื่อเพิ่มการผลิตน้ำมัน (100% Re-Injection) โดยถูกส่งไปอัดกลับยังหลุมอัดกลับน้ำเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตให้กับฐานหลุมผลิตอื่น ๆ ที่ตั้งอยู่รอบสถานีผลิตลานกระบือ ผ่านระบบ Water Flood โดยไม่มีการปล่อยระบายออกสู่ภายนอกแต่อย่างใด รายละเอียดและประสิทธิภาพของหลุมอัดกลับน้ำทั้งหมด แสดงดัง**หัวข้อ 2.8.2.6(2) ศักยภาพของระบบการจัดการน้ำภายในสถานีผลิตลานกระบือในปัจจุบัน (ก่อนมีโครงการฯ)**

ภาพรวมของระบบการจัดการน้ำเสียภายในสถานีผลิตลานกระบือ แสดงดัง**รูปที่ 2-159**



รูปที่ 2-159 ภาพรวมการจัดการน้ำเสียที่สถานีผลิตลานกระบือในปัจจุบัน

2.8.2.6(2) ศักยภาพของระบบการจัดการน้ำภายในสถานีผลิตลานกระบือในปัจจุบัน (ก่อนมีโครงการฯ)

ก) ศักยภาพของระบบแยกน้ำ-น้ำมัน (API Separator)

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบน้ำปนเปื้อนจากแหล่งต่าง ๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน พบว่าระบบ API Separator ของสถานีผลิตลานกระบือ สามารถรองรับน้ำปนเปื้อนจากแหล่งต่าง ๆ ได้เพียงพอ โดยปริมาณน้ำปนเปื้อนที่ส่งเข้าระบบ API Separator ของสถานีผลิตลานกระบือ ประกอบด้วย ปริมาณน้ำปนเปื้อนที่รวบรวมจากพื้นที่สถานีผลิตลานกระบือ ประมาณ 5,500 บาร์เรล/วัน และปริมาณน้ำปนเปื้อนที่รวบรวมจากฐานหลุมผลิตต่าง ๆ ประมาณ 7,830 บาร์เรล/วัน อย่างไรก็ตาม ปริมาณน้ำปนเปื้อนดังกล่าวจะไม่เกิดขึ้นทุกวัน และในสภาวะการทำงานปกติจะไม่มีน้ำปนเปื้อนเกิดขึ้น โดยจากการดำเนินงานที่ผ่านมา พบว่าปริมาณน้ำสูงสุดต่อวันที่ส่งเข้าระบบ API Separator ในระยะเวลา 5 ปีย้อนหลัง มีปริมาณระหว่าง 10,153-13,330 บาร์เรล/วัน (แสดงดัง**ตารางที่ 2-67**) หรือมีปริมาณเทียบเท่ากับ 46.53-78.30 บาร์เรล/วัน/ฐานหลุมผลิต (ไม่รวมปริมาณน้ำปนเปื้อนที่รวบรวมจากพื้นที่สถานีผลิตลานกระบือ ประมาณ 5,500 บาร์เรล/วัน) โดยมีปริมาณสูงสุดในช่วงฤดูฝน

ตารางที่ 2-67 ปริมาณน้ำสูงสุดต่อวันที่ส่งเข้าระบบ API Separator ในระยะเวลา 5 ปีย้อนหลัง

ปี พ.ศ.	ปริมาณน้ำสูงสุดที่ส่งเข้าระบบ API Separator (บาร์เรล/วัน)	จำนวนฐานหลุมผลิต (แห่ง)
2561	10,153	92
2562	13,330	100
2563	10,674	103
2564	10,886	104
2565	11,703	106

ดังนั้น คาดว่าในกรณีปริมาณน้ำปนเปื้อนสูงสุด จะมีปริมาณน้ำปนเปื้อนที่จะเข้าสู่ระบบ API Separator ประมาณ 13,330 บาร์เรล/วัน คิดเป็นร้อยละ 5.66 ของความสามารถในการรองรับของระบบ API Separator ในปัจจุบัน (235,400 บาร์เรล/วัน)

ข) ศักยภาพของบ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดิน (Underground Concrete Sump)

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตจากแหล่งต่าง ๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน พบว่าบ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดินของสถานีผลิตลานกระบือสามารถรองรับปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตได้อย่างเพียงพอ โดย

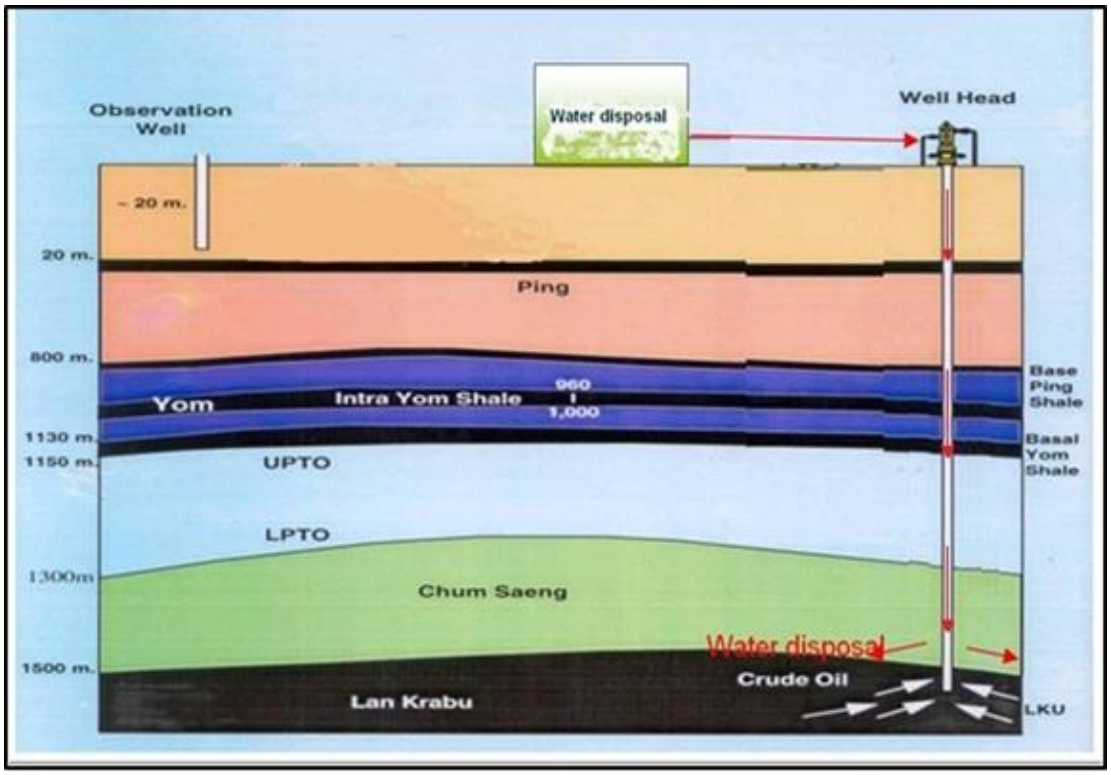
[redacted]

ค) ศักยภาพของระบบอัดกลับน้ำ

ปริมาณน้ำทิ้งข้างต้นจะถูกสูบผ่านระบบท่ออัดกลับน้ำ (Water Injection Pipe) จากสถานีผลิตลานกระบือไปตามโครงข่ายท่อเข้าสู่หลุมอัดกลับน้ำ (Injection Wells) ตามฐานหลุมผลิตต่าง ๆ ในแหล่งสิริกิติ์ ซึ่งก็คือหลุมน้ำมันเดิมที่มีประสิทธิภาพการผลิตลดลงหรือเป็นหลุมที่ไม่ได้ผลิตแล้ว (แสดงดัง**รูปที่ 2-160**) ระบบอัดกลับน้ำประกอบด้วยหลุมอัดกลับน้ำ และปั๊มน้ำ ในสภาวะการทำงานปกติ เจ้าของโครงการฯ จะบริหารจัดการน้ำเสียไม่ให้เกินความสามารถในการ

[redacted]

รองรับของหลุมอัดกลับ โดยเจ้าของโครงการฯ สามารถเพิ่มขีดความสามารถในการอัดกลับได้ตามความต้องการ



รูปที่ 2-160 บ่อสังเกตการณ์ (Observation Well) และการอัดน้ำกลับไปยังชั้นกักเก็บปิโตรเลียม

[redacted]

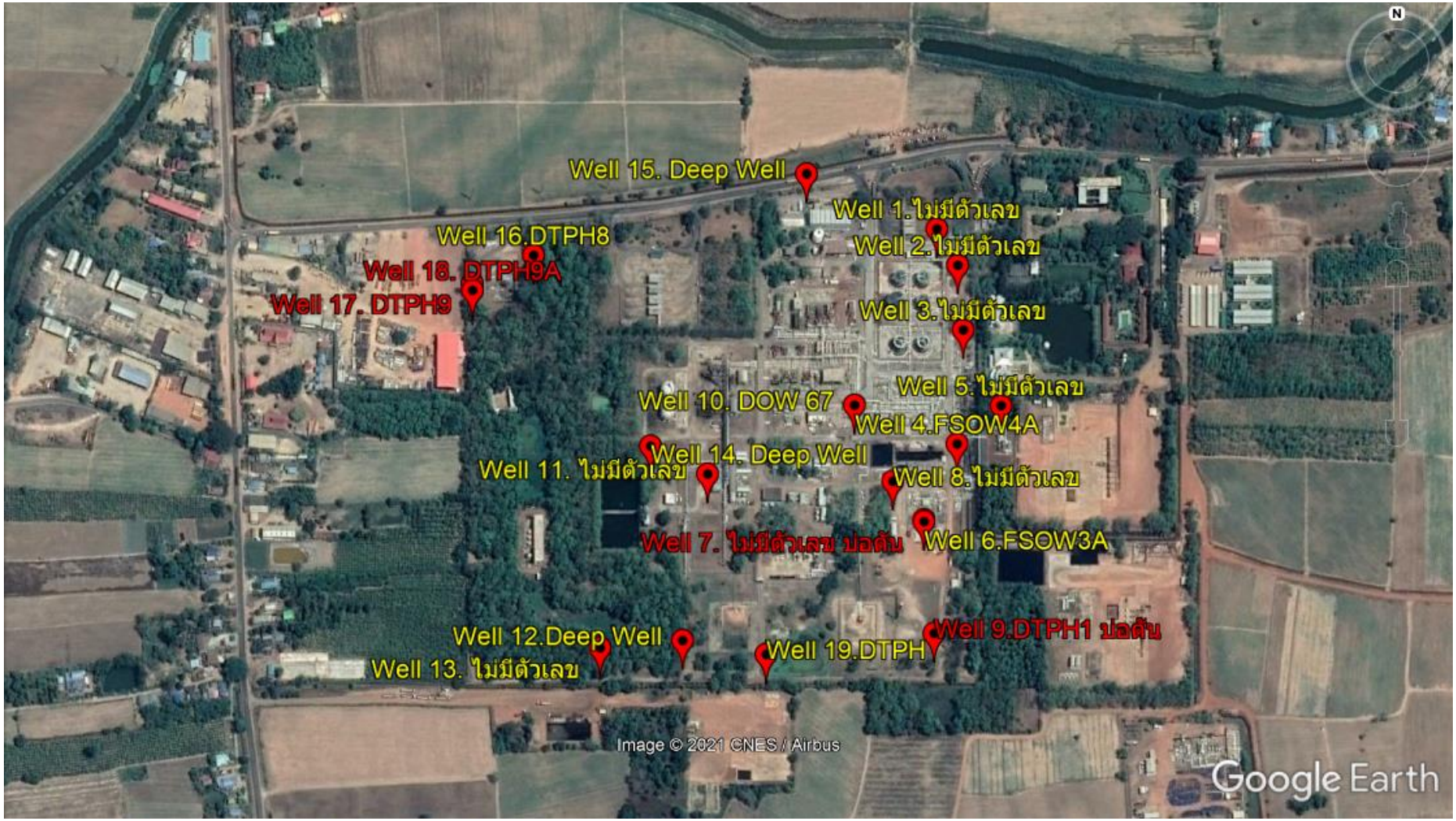
ทั้งนี้ หลุมอัดกลับน้ำ (Injection Wells) ตามฐานหลุมผลิตต่าง ๆ ในแหล่งสิริกิติ์ คือหลุมน้ำมันเดิมที่มีประสิทธิภาพการผลิตลดลงหรือเป็นหลุมที่ไม่ได้ผลิตแล้ว ในพื้นที่แหล่งสิริกิติ์มีหลุมอัดกลับที่เปิดใช้งานแล้ว 265 หลุม

จากหลุมอัดกลับทั้งสิ้น 393 หลุม มีความลึกถึงเหนือชั้นหินดินดานแข็งประมาณ 1,100-3,300 เมตร ซึ่งอยู่ใต้ชั้นหินดินดาน และเป็นชั้นเดียวกันกับการผลิตน้ำมัน หนาประมาณ 200-600 เมตร

American Petroleum Institute (API) ได้ระบุถึงวิธีในการจัดการกับน้ำทิ้งที่มาจากกระบวนการผลิต 3 วิธี ได้แก่ การอัดกลับสู่ชั้นใต้ดินลึก (Underground Injection) การระบายลงสู่แหล่งน้ำ (Discharge to Water) และการระบายลงพื้นดิน (Discharge to Land) ซึ่งการอัดกลับลงสู่ชั้นใต้ดินลึกเป็นวิธีการที่เหมาะสมและได้รับการยอมรับอย่างแพร่หลายมากที่สุด โดยเฉพาะอย่างยิ่งกับแหล่งปิโตรเลียมบนบก (Onshore) นอกจากนี้ E&P Forum และ UNEP ได้ระบุว่าการอัดกลับน้ำลงสู่ชั้นใต้ดินลึกเป็นวิธีที่เหมาะสมที่สุดในทางปฏิบัติ (อ้างอิงจาก Environmental Management in Oil and Gas Exploration and Production, Joint E&P Forum/UNEP Technical Publication, 1997, page 53)

แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ และแหล่งต่าง ๆ ของโครงการ S1 ได้มีการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) ทั้งหมด ด้วยวิธีการอัดกลับลงสู่ชั้นหินน้ำมันเพื่อเพิ่มการผลิตน้ำมัน (100% Re-Injection) โดยการอัดกลับน้ำนั้นนอกจากเป็นการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตแล้ว ยังเป็นการเพิ่มกำลังการผลิตให้กับฐานหลุมผลิตอื่น ๆ ที่ตั้งอยู่รอบสถานีผลิตลานกระบือ ผ่านระบบ Water Flood

อย่างไรก็ตาม การอัดกลับน้ำดังกล่าวลงสู่หลุมอัดน้ำ ถือเป็นวิธีการกำจัดตามมาตรฐานสากลและได้รับการยอมรับอย่างแพร่หลาย โดยโครงการฯ ได้ทำการแจ้งรายละเอียดการอัดน้ำต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในปี พ.ศ. 2546 ไปพร้อมกับรายงาน Sirikit West Water Flood Field Development โดยชั้นหินที่อัดน้ำกลับส่วนใหญ่อยู่ในหน่วยหินประดู่เฒ่าและลานกระบือ ตำแหน่งบ่อสังเกตการณ์ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่สถานีผลิตลานกระบือ และที่ตั้งฐานหลุมผลิตที่ใช้เป็นหลุมอัดกลับน้ำ แสดงดัง**รูปที่ 2-161**



รูปที่ 2-161 ตำแหน่งบ่อสังเกตการณ์ที่ติดตั้งบริเวณสถานีผลิตลานกระบือ

2.8.2.6(3) ศักยภาพของระบบการจัดการน้ำภายในสถานีผลิตลานกระบือภายหลังมีโครงการฯ

ก) ปริมาณน้ำปนเปื้อนและน้ำจากกระบวนการผลิตจากโครงการฯ

น้ำเสียที่เกิดขึ้นจากโครงการฯ ที่ต้องส่งไปกำจัดยังสถานีผลิตลานกระบือภายหลังมีโครงการฯ ประกอบด้วย

1.1) น้ำที่เข้าสู่ระบบแยกน้ำ-น้ำมัน (API Separator) น้ำปนเปื้อนหรือน้ำที่เกิดขึ้นในบริเวณพื้นที่ดาดคอนกรีต (Concrete Drill Pad) ภายในฐานหลุมผลิตของโครงการฯ จะถูกรวบรวมไว้ในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำของโครงการฯ โดยภายหลังการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ จะมีปริมาณคาดการณ์การเกิดน้ำปนเปื้อนดังกล่าวจากการดำเนินงานที่ผ่านมาของเจ้าของโครงการฯ ซึ่งพบว่ามีการจัดการน้ำจากพื้นที่ดาดคอนกรีตเฉลี่ยระหว่าง 46.53-78.30 บาร์เรล/วัน/ฐานหลุมผลิต จึงคาดว่าจะมีปริมาณน้ำเพิ่มขึ้นภายในระบบกรณีการคาดการณ์สูงสุด ประมาณ 1,800.9 บาร์เรล/วัน โดยคาดการณ์จากฐานหลุมผลิตที่มีแผนการก่อสร้างใหม่และฐานหลุมผลิตที่มีการปรับปรุงขนาดพื้นที่ฐานหลุมผลิตรวม 23 แห่ง

1.2) น้ำที่เข้าสู่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดิน (Underground Concrete Sump) ได้แก่ น้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) โดยภายหลังการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ จะมีปริมาณคาดการณ์การเกิดน้ำจากกระบวนการผลิตสูงสุด [redacted] บาร์เรล/วัน (ปริมาณรวมของทั้ง 30 ฐาน ซึ่งมีฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q) ที่มีการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม)

ข) ศักยภาพของระบบ API Separator ภายหลังมีโครงการฯ

เมื่อพิจารณาจากปริมาณน้ำปนเปื้อนจากแหล่งต่าง ๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน รวมกับปริมาณน้ำปนเปื้อนที่จะเพิ่มขึ้นจากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ พบว่า ระบบ API Separator ของสถานีผลิตลานกระบือ สามารถรองรับปริมาณน้ำปนเปื้อนจากแหล่งต่าง ๆ ได้อย่างเพียงพอ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- ปริมาณน้ำปนเปื้อนที่ส่งเข้าระบบ API Separator ของสถานีผลิตลานกระบือ ปัจจุบันมีประมาณ 13,330 บาร์เรล/วัน ซึ่งประกอบด้วยปริมาณน้ำปนเปื้อนที่รวบรวมจากพื้นที่บริเวณสถานีผลิตลานกระบือ ประมาณ 5,500 บาร์เรล/วัน และปริมาณน้ำปนเปื้อนที่รวบรวมจากฐานหลุมผลิตต่าง ๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน ประมาณ 7,830 บาร์เรล/วัน
- ปริมาณน้ำปนเปื้อนที่จะเพิ่มขึ้นจากฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ได้แก่ น้ำที่อยู่ภายในบ่อคอนกรีตของฐานหลุมผลิตที่มีแผนการก่อสร้างใหม่และฐานหลุมผลิตที่มีการปรับปรุงขนาดพื้นที่ฐานหลุมผลิตรวม 23 แห่ง ประมาณ 1,800.9 บาร์เรล/วัน
- น้ำจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยวิธีชลสถิตย์ (Hydrostatic Testing) สูงสุดครั้งละประมาณ 128.06 ลูกบาศก์เมตร/วัน หรือ 805.47 บาร์เรล/วัน

[redacted]

ค) ระบบบ่อคอนกรีตเก็บน้ำใต้ดิน (Underground Concrete Sump) ภายหลังมีโครงการฯ



ง) ศักยภาพของระบบอัดกลับน้ำภายหลังมีโครงการฯ

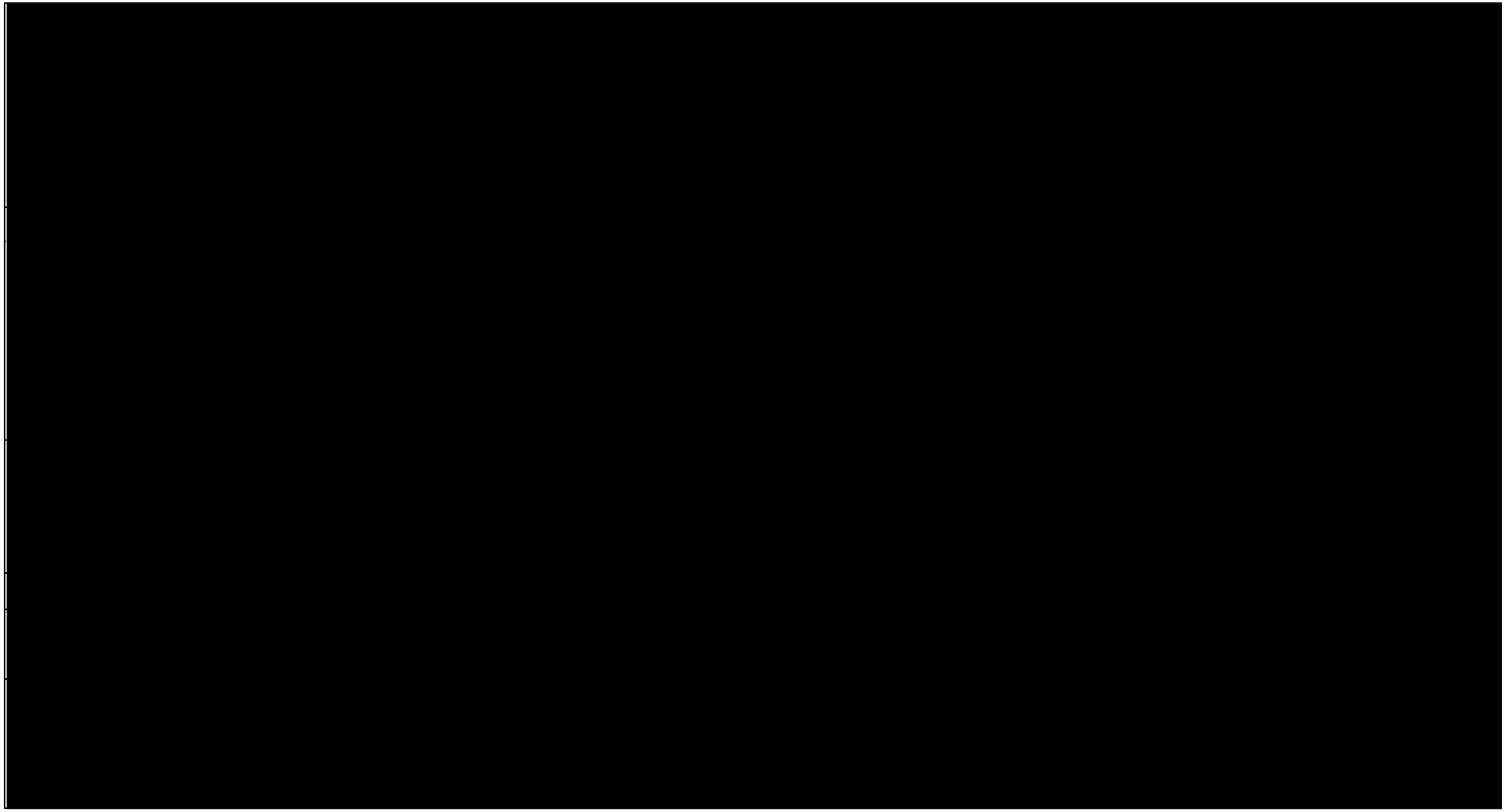


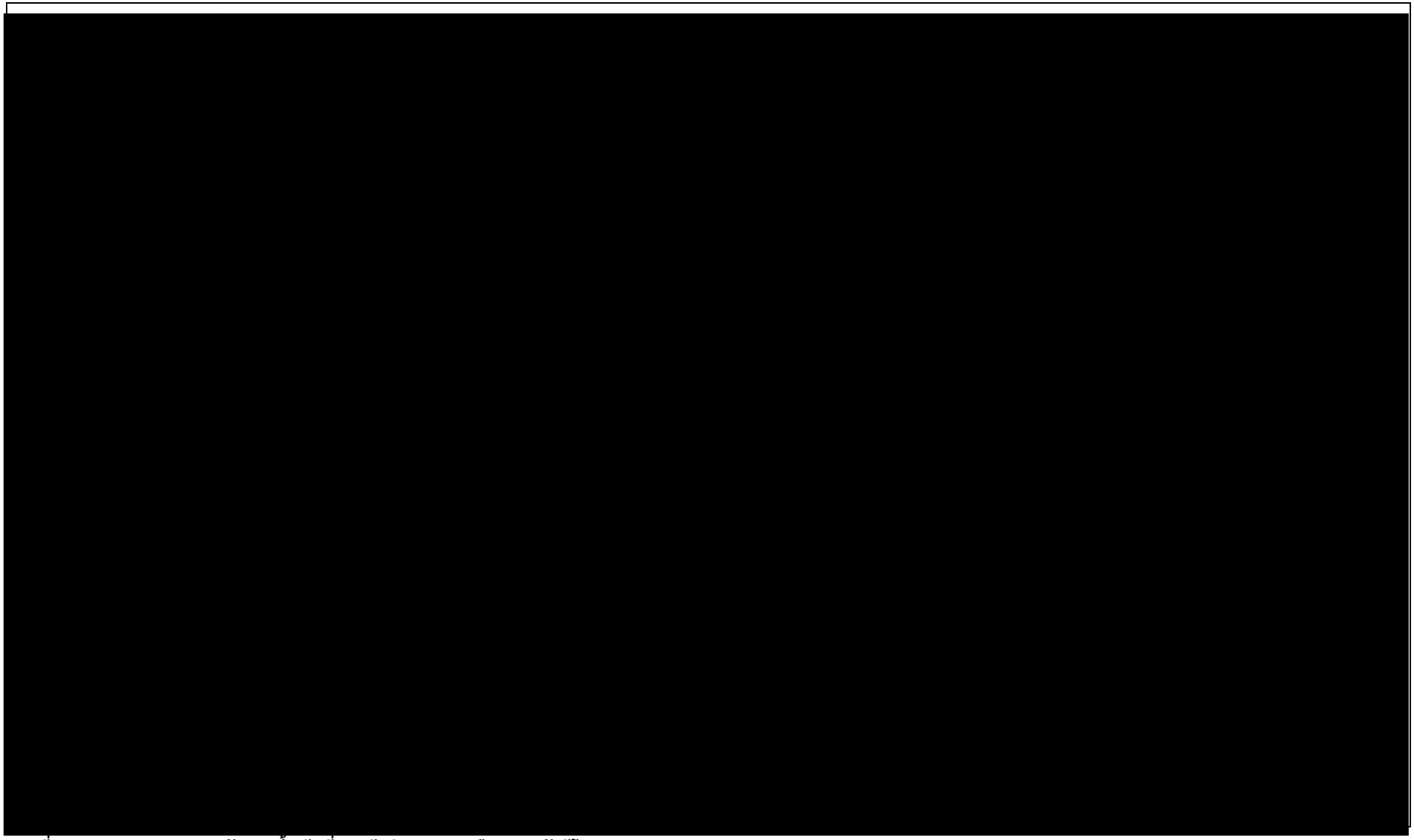
ทั้งนี้ ช่วงเวลาที่ไม่สามารถจัดการน้ำจากกระบวนผลิตได้จะมีโอกาสเกิดขึ้นได้น้อยมาก เพราะระบบการผลิตอื่น ๆ ก็ยังดำเนินการคู่ขนานต่อไป ยกเว้นมีการหยุดผลิตของระบบทั้งหมดซึ่งถือเป็นกรณีเลวร้ายที่สุด โดยโครงการฯ มีแนวทางการบริหารจัดการในกรณีที่น้ำจากกระบวนการผลิตในพื้นที่แปลง S1 มีปริมาณสูง ดังนี้

1) พิจารณาติดตั้งระบบปั๊มอัดกลับน้ำเพิ่มเติมเพื่อเพิ่มความสามารถในการอัดกลับน้ำ
2) ลดจำนวนการเปิดผลิตในหลุมที่มีค่าอัตราส่วนน้ำและตะกอนที่ปนอยู่ในน้ำมัน (Base Sedimentation and Water ; BS&W) สูง เพื่อลดปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่จะต้องอัดกลับลงหลุมอัดกลับลง
3) จัดการผันน้ำจากกระบวนการผลิตที่ไม่สามารถอัดกลับลงหลุมในบริเวณนั้น ๆ ไปอัดกลับลงหลุมที่บริเวณอื่น ที่ยังมีความสามารถในการอัดกลับได้ โดยเฉพาะหลุมอัดกลับที่มีแรงดันต่ำ

การประเมินศักยภาพการรองรับของสถานีผลิตลานกระบือภายหลังจากที่มีโครงการฯ แสดงดัง**ตารางที่ 2-68** และ**รูปที่ 2-162**

ตารางที่ 2-68 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพการรองรับการผลิตปิโตรเลียมและการจัดการน้ำปนเปื้อนจากกระบวนการผลิตของสถานีผลิตลานกระบือ





รูปที่ 2-162 ภาพรวมการจัดการน้ำเสียที่สถานีผลิตลานกระบือภายหลังมีโครงการฯ

2.8.2.7 สรุปรายละเอียดน้ำเสียและการจัดการ

น้ำเสียที่เกิดจากกิจกรรมการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของโครงการฯ และวิธีการจัดการในระยะต่าง ๆ แสดงดัง**ตารางที่ 2-69**

ตารางที่ 2-69 สรุปแหล่งกำเนิด ปริมาณน้ำทิ้งจากโครงการฯ และการจัดการ

ประเภทของน้ำทิ้ง	แหล่งกำเนิด	ปริมาณน้ำทิ้ง	คุณสมบัติ	การรวบรวม/กักเก็บ	การกำจัด/การจัดการ
1.ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต					
1.1. น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน	ใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม บริเวณพื้นที่ก่อสร้างของโครงการฯ	3.9 ลูกบาศก์เมตร/วัน/ฐานหลุมผลิต	น้ำเสียและสิ่งปฏิกูล	รวบรวมและบำบัดที่ฐานหลุมผลิต	บำบัดด้วยระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ-บ่อซึม (Septic Tank and Soak Away Pit)
2.ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม					
2.1 น้ำชะ (น้ำฝน) ที่ปนเปื้อนน้ำมัน	น้ำฝนที่ตกบริเวณฐานคอนกรีตรองรับแท่นเจาะและ Shale shaker	ปริมาณเฉลี่ย 78.3 ลูกบาศก์เมตร/ฐานหลุมผลิต/วัน ซึ่งจะขนส่งไปยังสถานีผลิตลานกระบือโดยรถบรรทุกน้ำขนาด 35 ลูกบาศก์เมตร	น้ำปนเปื้อนน้ำมัน	รวบรวมผ่านรางระบายน้ำรอบพื้นที่ดาดคอนกรีตลงสู่บ่อเก็บกัก	รถบรรทุกน้ำขนส่งไปบำบัดที่ระบบ API Separator ที่สถานีผลิตลานกระบือ ก่อนอัดกลับลงหลุมอัดน้ำ (Water Injection Well)
2.2 น้ำทิ้งที่ปนเปื้อนน้ำมัน	น้ำล้างเครื่องจักรอุปกรณ์จากการซ่อมบำรุง	ปริมาณไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับการซ่อมบำรุง	น้ำปนเปื้อนน้ำมัน	รวบรวมผ่านรางระบายน้ำรอบพื้นที่ดาดคอนกรีตลงสู่บ่อเก็บกัก	รถบรรทุกน้ำขนส่งไปบำบัดที่ระบบ API Separator ที่สถานีผลิตลานกระบือ ก่อนอัดกลับลงหลุมอัดน้ำ (Water injection well)
2.3 น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน	ใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม จากที่พักพนักงาน	16 ลูกบาศก์เมตร/วัน/ฐานหลุมผลิต	น้ำเสียและสิ่งปฏิกูล	รวบรวมและบำบัดที่ฐานหลุมผลิต	บำบัดด้วยระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ-บ่อซึม (Septic Tank and Soak Away Pit)
3.ระยะทดสอบหลุม					
3.1 น้ำชะ (น้ำฝน) ที่ปนเปื้อนน้ำมัน	น้ำฝนที่ตกบริเวณฐานคอนกรีตรองรับแท่นเจาะและ Shale shaker	ปริมาณเฉลี่ย 78.3 ลูกบาศก์เมตร/ฐานหลุมผลิต/วัน ซึ่งจะขนส่งไปยังสถานีผลิตลานกระบือโดยรถบรรทุกน้ำขนาด 35 ลูกบาศก์เมตร	น้ำปนเปื้อนน้ำมัน	รวบรวมผ่านรางระบายน้ำรอบพื้นที่ดาดคอนกรีตลงสู่บ่อเก็บกัก	รถบรรทุกน้ำขนส่งไปบำบัดที่ระบบ API Separator ที่สถานีผลิตลานกระบือ ก่อนอัดกลับลงหลุมอัดน้ำ (Water Injection Well)

ตารางที่ 2-69 สรุปแหล่งกำเนิด ปริมาณน้ำทิ้งจากโครงการฯ และการจัดการ

ประเภทของน้ำทิ้ง	แหล่งกำเนิด	ปริมาณน้ำทิ้ง	คุณสมบัติ	การรวบรวม/กักเก็บ	การกำจัด/การจัดการ
3.2 น้ำทิ้งที่ปนเปื้อนน้ำมัน	น้ำล้างเครื่องจักรอุปกรณ์จากการซ่อมบำรุง	ปริมาณไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับการซ่อมบำรุง	น้ำปนเปื้อนน้ำมัน	รวบรวมผ่านรางระบายน้ำรอบพื้นที่ดาดคอนกรีตลงสู่บ่อเก็บกัก	รถบรรทุกน้ำขนส่งไปบำบัดที่ระบบ API Separator ที่สถานีผลิตลานกระบือ ก่อนอัดกลับลงหลุมอัดน้ำ (Water Injection Well)
3.3 น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน	ใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม จากที่พักพนักงาน	0.8 ลูกบาศก์เมตร/วัน/ฐานหลุมผลิต	น้ำเสียและสิ่งปฏิกูล	รวบรวมและบำบัดที่ฐานหลุมผลิต	บำบัดด้วยระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ-บ่อซึม (Septic Tank and Soak Away Pit)
4.ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต					
4.1 น้ำชะ (น้ำฝน) ที่ปนเปื้อนน้ำมัน	น้ำฝนที่ตกบริเวณฐานคอนกรีตรองรับแท่นเจาะและ Shale shaker	ปริมาณเฉลี่ย 78.3 ลูกบาศก์เมตร/ฐานหลุมผลิต/วัน ซึ่งจะขนส่งไปยังสถานีผลิตลานกระบือโดยรถบรรทุกน้ำขนาด 35 ลูกบาศก์เมตร	น้ำปนเปื้อนน้ำมัน	รวบรวมผ่านรางระบายน้ำรอบพื้นที่ดาดคอนกรีตลงสู่บ่อเก็บกักภายในฐานหลุมผลิต	รถบรรทุกน้ำขนส่งไปบำบัดที่ระบบ API Separator ที่สถานีผลิตลานกระบือ ก่อนอัดกลับลงหลุมอัดน้ำ (Water Injection Well)
4.2 น้ำทิ้งที่ปนเปื้อนน้ำมัน	น้ำล้างเครื่องจักรอุปกรณ์จากการซ่อมบำรุง	ปริมาณไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับการซ่อมบำรุง	น้ำปนเปื้อนน้ำมัน	รวบรวมผ่านรางระบายน้ำรอบพื้นที่ดาดคอนกรีตลงสู่บ่อเก็บกัก	รถบรรทุกน้ำขนส่งไปบำบัดที่ระบบ API Separator ที่สถานีผลิตลานกระบือ ก่อนอัดกลับลงหลุมอัดน้ำ (Water Injection Well)
4.3 น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน	ใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม จากที่พักพนักงาน	0.8 ลูกบาศก์เมตร/วัน/ฐานหลุมผลิต	น้ำเสียและสิ่งปฏิกูล	รวบรวมและบำบัดที่ฐานหลุมผลิต	บำบัดด้วยระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ-บ่อซึม (Septic Tank and Soak Away Pit)
[redacted]					

ตารางที่ 2-69 สรุปแหล่งกำเนิด ปริมาณน้ำทิ้งจากโครงการฯ และการจัดการ

ประเภทของน้ำทิ้ง	แหล่งกำเนิด	ปริมาณน้ำทิ้ง	คุณสมบัติ	การรวบรวม/กักเก็บ	การกำจัด/การจัดการ
		ที่มีการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมในปัจจุบัน)		กระบวนการแยกน้ำ (Dehydration)	
5.ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม					
5.1 น้ำเสียจากกิจกรรมของพนักงาน	ใช้ในห้องน้ำ/ห้องส้วม จากที่พักพนักงาน	0.8 ลูกบาศก์เมตร/วัน	น้ำเสียและสิ่งปฏิกูล	รวบรวมและบำบัดที่ฐานหลุมผลิต	บำบัดด้วยระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ-บ่อซึม (Septic Tank and Soak Away Pit)
5.2 น้ำจากการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยวิธีชลสถิตย์	กระบวนการทดสอบการรั่วไหลของท่อด้วยวิธีชลสถิตย์	5.68-128.06 ลูกบาศก์เมตร/แนวท่อ	น้ำบาดาล	รวบรวมในบ่อคอนกรีตเก็บกักน้ำที่ฐานหลุมผลิตปลายทาง	หลังจากทำการทดสอบแนวท่อแล้วเสร็จจะมีการทดสอบคุณภาพน้ำ ก่อนระบายสู่ธรรมชาติ ได้แก่ ความเป็นกรดและด่าง (pH) อุณหภูมิน้ำ (Temperature) ของแข็งแขวนลอย (SS) น้ำมันและไขมัน (Oil and Grease) อย่างไรก็ตามกรณีไม่อยู่ในค่าที่กำหนด โครงการฯ จะใช้รถขนส่งน้ำจากการทดสอบท่อของผู้รับเหมาก่อสร้างแนวท่อ ขนส่งไปอัดกลับที่หลุมอัดกลับน้ำที่สถานีผลิตลานกระบือ

2.8.3 มลสารทางอากาศ

2.8.3.1 ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

กิจกรรมการก่อสร้างฐานหลุมผลิตและถนนทางเข้าฐานหลุมผลิต และ/หรือการปรับปรุงขนาดพื้นที่ฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ประกอบด้วย กิจกรรมการขนส่งต่าง ๆ ได้แก่ การขนส่งวัสดุถม (ดิน ดินลูกรัง และทราย) คอนกรีตผสมเสร็จ วัสดุอุปกรณ์ พนักงาน น้ำใช้ และของเสียไม่อันตราย รวมถึงกิจกรรมการปรับถมพื้นที่และการปรับระดับ โดยจะมีการระบายมลสารทางอากาศออกสู่สภาพแวดล้อมโดยรอบได้ มีรายละเอียดดังนี้

(1) ฝุ่นละอองจากการก่อสร้าง

ฝุ่นละอองจากกิจกรรมการก่อสร้างฐานหลุมผลิต และการก่อสร้างหรือปรับปรุงถนนทางเข้าฐานหลุมผลิต จะมีการปล่อยฝุ่นละอองจากแต่ละฐานหลุมผลิต

(2) มลสารจากการการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

กิจกรรมหลักในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต คือ การปรับถมพื้นที่และการดาดคอนกรีต ซึ่งจะดำเนินการก่อสร้างในช่วงเวลาการทำงานปกติ คือ 08.00 – 17.00 น. เท่านั้น ซึ่งโครงการฯ จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาด 50 กิโลวัตต์ มีอัตราการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันดีเซล) ประมาณ 15 ลิตร/วัน ซึ่งโครงการฯ จะมีการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียง 3 วัน/ฐานหลุมผลิตเท่านั้น

(3) ฝุ่นละอองจากการขนส่งบนถนนที่ไม่ได้ลาดยาง

การฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองจากการขนส่งบนถนนที่ไม่ได้ลาดยางเข้าสู่ฐานหลุมผลิต โดยปริมาณการขนส่งของยานพาหนะที่ใช้ในระยะการก่อสร้างและติดตั้งประมาณ 29-79 เที่ยว/วัน/ฐานหลุมผลิต (ไป-กลับ)

(4) มลสารจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของยานพาหนะที่ใช้ในการขนส่ง

การระบายมลสารทางอากาศชนิดต่าง ๆ จากยานพาหนะของโครงการฯ ซึ่งกำหนดความเร็วในการวิ่งประมาณ 30 กิโลเมตร/ชั่วโมง ทั้งนี้ โครงการฯ ได้จัดให้มีการปฏิบัติตามมาตรการจัดการด้านคุณภาพอากาศอย่างเคร่งครัด ได้แก่ ดูแลและบำรุงรักษาเครื่องยนต์และเครื่องจักรตามแผนการซ่อมบำรุง เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้และลดปริมาณการระบายมลสารออกสู่บรรยากาศ

(5) ปริมาณก๊าซเรือนกระจก

แหล่งกำเนิดหลักของก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas) มาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของรถที่ใช้ในการขนส่งวัสดุถม (ดิน ดินลูกรัง และทราย) ฐานหลุมผลิต และถนนทางเข้าฐานหลุมผลิต คอนกรีตผสมเสร็จ วัสดุอุปกรณ์ พนักงาน ของเสียไม่อันตราย และน้ำใช้ โดยระยะเวลาในการก่อสร้างและ/หรือปรับปรุงขนาดพื้นที่ฐานหลุมผลิตแต่ละแห่งประมาณ 27-173 วัน

2.8.3.2 ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

(1) ฝุ่นละอองจากการขนส่งบนถนนที่ไม่ได้ลาดยาง

การฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองจากการขนส่งบนถนนที่ไม่ได้ลาดยาง (ถนนลูกรัง) โดยฝุ่นที่เกิดขึ้นส่วนใหญ่จะมีการฟุ้งกระจายและตกลงอย่างรวดเร็ว และจะเกิดขึ้นบริเวณถนนลูกรังเข้าสู่ฐานหลุมผลิตซึ่งมีระยะทางสั้น ๆ เท่านั้น

(2) มลสารจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของยานพาหนะที่ใช้ในการขนส่ง

การระบายไอเสียของยานพาหนะที่ใช้ในการลำเลียงแท่นเจาะ และอุปกรณ์ประกอบการเจาะ การขนส่งพนักงาน การขนส่งของเสียไม่อันตราย และการขนส่งโคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะช่วงกลางและช่วงล่างจากโครงการฯ อาจส่งผลกระทบในด้านคุณภาพอากาศได้ โดยปริมาณการขนส่งในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมรวมประมาณ 49-56 เที่ยว/วัน/ฐานหลุมผลิต ซึ่งส่วนใหญ่เป็นรถบรรทุกขนาดใหญ่ที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซล จะปล่อยมลสารทางอากาศได้แก่ คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) และไฮโดรคาร์บอน (HC) โดยคาดการณ์ปริมาณการระบายมลสารจากยานพาหนะในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมได้เช่นเดียวกันกับการระบายมลสารจากยานพาหนะที่ใช้ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต โดยมลสารทางอากาศที่ระบายออกจากยานพาหนะ ซึ่งเป็นแหล่งกำเนิดเคลื่อนที่ จะถูกเจือจางไปในอากาศโดยรอบ อย่างไรก็ตาม เพื่อป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น โครงการฯ จึงได้จัดให้มีการปฏิบัติตามมาตรการจัดการด้านคุณภาพอากาศอย่างเคร่งครัด ได้แก่ ดูแลและบำรุงรักษาเครื่องจักร/เครื่องยนต์ที่ใช้ในการเจาะตามแผนการซ่อมบำรุง เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้และลดปริมาณการระบายมลสารออกสู่บรรยากาศ

(3) มลสารจากการการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

โครงการฯ จะใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลผลิตกระแสไฟฟ้าป้อนเข้าสู่แท่นเจาะ และอุปกรณ์เสริมอื่น ๆ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจะทำงานตลอด 24 ชั่วโมง มลสารทางอากาศที่ระบายออกจากการเผาไหม้น้ำมันดีเซลเฉลี่ยวันละประมาณ 3,000 ลิตร ประกอบด้วย คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) ฝุ่นละออง (TSP) และฝุ่นละอองขนาดไม่เกิน 10 ไมครอน (PM_{10})

(4) ปริมาณก๊าซเรือนกระจก

แหล่งกำเนิดของก๊าซเรือนกระจกมาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของรถที่ใช้ในการขนส่งแท่นเจาะ และอุปกรณ์ประกอบการเจาะ การขนส่งพนักงาน การขนส่งของเสียไม่อันตราย การขนส่งโคลนและเศษดินเศษหินจากการเจาะของโครงการฯ และการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีระยะเวลาการเจาะหลุมปิโตรเลียมแต่ละหลุมประมาณ 15 วัน

2.8.3.3 ระยะทดสอบหลุม

การทดสอบหลุมของโครงการฯ จะมีการระบายมลสารทางอากาศออกจากแหล่งกำเนิดต่าง ๆ ในช่วงระยะเวลา 15-30 วัน ทั้งจากระบบการเผาก๊าซ การระเหยของสารไฮโดรคาร์บอนจากถังกักเก็บ และการเผาไหม้เชื้อเพลิงจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/ยานพาหนะ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

(1) มลสารทางอากาศจากการเผาก๊าซ

โดยทั่วไปการเผาก๊าซทิ้งอาจก่อให้เกิดมลสารทางอากาศที่สำคัญ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) และก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) แต่จากข้อมูลคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติบริเวณแหล่งน้ำมันของพื้นที่ใกล้เคียงโครงการฯ พบว่า องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่เป็นมีเทนถึงร้อยละ 89 โดยไม่มีทั้งปรอท (Hg) และไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) เป็นส่วนประกอบ ดังนั้น การเผาก๊าซของโครงการฯ จะไม่มีทั้ง ไอปรอท ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) ซึ่งเป็นก๊าซมลพิษระบายออกสู่บรรยากาศ

(2) มลสารจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำหรับอุปกรณ์ต่าง ๆ ในช่วงการทดสอบหลุมมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ซึ่งมีจำนวน 1 ตัว เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจะทำงานตลอด 24 ชั่วโมง มีปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลประมาณ 120 ลิตร/วัน การเผาไหม้ก๊าซจะทำให้เกิดการระบายมลสารออกสู่บรรยากาศ ได้แก่ ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) ฝุ่นละออง (TSP) และและฝุ่นละอองขนาดไม่เกิน 10 ไมครอน (PM_{10})

(3) มลสารจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของยานพาหนะที่ใช้ในการขนส่ง

การระบายไอเสียของยานพาหนะที่ใช้ในระยะทดสอบหลุม ประกอบด้วย การขนส่งน้ำมันดิบ การขนส่งพนักงาน และการขนส่งของเสียไม่อันตราย ซึ่งอาจส่งผลกระทบในด้านคุณภาพอากาศได้ โดยการขนส่งในระยะทดสอบหลุมมีปริมาณน้อยมาก รวมประมาณ 4-29 เที่ยว/วัน/ฐาน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นรถบรรทุกที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซล ซึ่งปล่อยมลสารทางอากาศ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) และก๊าซไฮโดรคาร์บอน (HC)

(4) ไอระเหยไฮโดรคาร์บอนจากถังเก็บน้ำมันดิบ

ในกระบวนการทดสอบหลุม เมื่อแยกก๊าซออกจากน้ำมันดิบแล้ว น้ำมันดิบจะถูกส่งเข้าสู่ถังเก็บกักน้ำมันขนาด 440 บาร์เรล จำนวน 4 ถัง กักเก็บได้สูงสุด ถังละ 394 บาร์เรล (ร้อยละ 90 ของความจุถัง) รวมความจุทั้งหมด 1,576 บาร์เรล เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการรบกวนน้ำมันที่กักเก็บในช่วงขณะที่มีการขนถ่าย การกักเก็บน้ำมันในถังกักเก็บจะมีไอระเหยของก๊าซไฮโดรคาร์บอนออกมาจากท่อระบายก๊าซด้านบนของถังเพื่อลดความดันในถัง ซึ่งมีอัตราการระบายที่ไม่แน่นอน โดยอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อชุมชนโดยรอบได้ หากมีปริมาณความเข้มข้นสูง

ปริมาณไฮโดรคาร์บอนที่ระเหยออกจากถังกักเก็บคาดการณ์ว่าจะเกิดขึ้น 0.02 กรัม/วินาที หรือ 1.73 กิโลกรัม/วัน ซึ่งมีปริมาณน้อยมาก และไม่อยู่ในระดับที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ โดยน้ำมันดิบที่ได้จากการผลิตของโครงการฯ เป็นสารไฮโดรคาร์บอนในกลุ่ม Aliphatic Hydrocarbon ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ เมื่อมีปริมาณสูงกว่า 500 ส่วนในล้านส่วน (Rao. C.S., 2006)

(5) ปริมาณก๊าซเรือนกระจก

แหล่งกำเนิดของก๊าซเรือนกระจกมาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของรถที่ใช้ในการขนส่ง การเผาก๊าซ และการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีระยะเวลาการทดสอบหลุมแต่ละหลุมประมาณ 15-30 วัน

2.8.3.4 ระยะการผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

(1) มลสารทางอากาศจากการเผาก๊าซ

โดยทั่วไปการเผาก๊าซทิ้งอาจก่อให้เกิดมลสารทางอากาศที่สำคัญ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) และก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) แต่จากข้อมูลคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติบริเวณแหล่งน้ำมันของพื้นที่ใกล้เคียงโครงการฯ พบว่า องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่เป็นมีเทนถึงร้อยละ 89 โดยไม่มีทั้งปรอท (Hg) และไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) เป็นส่วนประกอบ ดังนั้น การเผาก๊าซของโครงการฯ จะไม่มีทั้ง ไอปรอท ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) ซึ่งเป็นก๊าซมลพิษระบายออกสู่บรรยากาศ

(2) ไอระเหยไฮโดรคาร์บอนจากถังเก็บน้ำมันดิบ

ในกระบวนการผลิต เมื่อแยกก๊าซออกจากน้ำมันดิบแล้ว น้ำมันดิบจะถูกส่งเข้าสู่ถังเก็บกัก 440 บาร์เรล จำนวน 4 ถัง กักเก็บได้สูงสุด ถังละ 394 บาร์เรล (ร้อยละ90 ของความจุถัง) รวมความจุทั้งหมด 1,576 บาร์เรล การกักเก็บน้ำมันในถังกักเก็บจะมีไอระเหยของก๊าซไฮโดรคาร์บอนออกมาจากท่อระบายก๊าซด้านบนของถังเพื่อลดความดันในถัง ซึ่งมีอัตราการระบายที่ไม่แน่นอน โดยอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อชุมชนโดยรอบได้ หากมีปริมาณความเข้มข้นสูง

ปริมาณไฮโดรคาร์บอนที่ระเหยออกจากถังกักเก็บคาดการณ์ว่าจะเกิดขึ้น 0.02 กรัม/วินาที หรือ 1.73 กิโลกรัม/วัน ซึ่งมีปริมาณน้อยมาก และไม่อยู่ในระดับที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ โดยน้ำมันดิบที่ได้จากการผลิตของโครงการฯ เป็นสารไฮโดรคาร์บอนในกลุ่ม Aliphatic Hydrocarbon ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ เมื่อมีปริมาณสูงกว่า 500 ส่วนในล้านส่วน (Rao. C.S., 2006)

(3) มลสารจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำหรับอุปกรณ์ต่าง ๆ ในช่วงการผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ซึ่งมีจำนวน 1 ตัว เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจะทำงานตลอด 24 ชั่วโมง มีปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลประมาณ 576 ลิตร/วัน การเผาไหม้ก๊าซจะทำให้เกิดการระบายมลสารออกสู่บรรยากาศ ได้แก่ ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ฝุ่นละอองรวม (TSP) และฝุ่นละอองขนาดไม่เกิน 10 ไมครอน (PM_{10})

(4) มลสารจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของยานพาหนะที่ใช้ในการขนส่ง

การระบายไอเสียของยานพาหนะที่ใช้ในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต ประกอบด้วย การขนส่งน้ำมันดิบ การขนส่งน้ำจากกระบวนการผลิต การขนส่งของเสียอันตราย และของเสียไม่อันตราย และการขนส่งพนักงาน ซึ่งอาจส่งผลกระทบในด้านคุณภาพอากาศได้ โดยปริมาณการขนส่งในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตมีประมาณ 5-23 เที่ยว/วัน/ฐานหลุมผลิต ซึ่งส่วนใหญ่เป็นรถบรรทุกที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซล ซึ่งปล่อยมลสารทางอากาศ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) และก๊าซไฮโดรคาร์บอน (HC)

(5) ปริมาณก๊าซเรือนกระจก

แหล่งกำเนิดของก๊าซเรือนกระจกมาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของรถที่ใช้ในการขนส่ง การเผาก๊าซ และการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งกิจกรรมในระยะผลิตปิโตรเลียมจะมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดอายุโครงการฯ

(6) การจัดการมลสารทางอากาศจากการเผาก๊าซ

กิจกรรมของโครงการฯ จะทำให้เกิดมลสารทางอากาศที่สำคัญจากการเผาก๊าซที่ระบบปล่องเผาก๊าซในขั้นตอนการทดสอบหลุม และในระยะผลิตปิโตรเลียม โดยในกรณีที่ยังไม่มีแผนการนำก๊าซที่เกิดจากการผลิตไปใช้ประโยชน์ ก๊าซที่แยกออกจากเครื่องแยกสถานะ (Separator) จะถูกนำไปเผาทิ้งที่ปล่องเผาก๊าซ ซึ่งจะทำให้เกิดมลสารทางอากาศที่สำคัญ คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกที่ส่งผลกระทบต่อสภาพภูมิอากาศของโลก แต่ระดับความรุนแรงจะน้อยกว่าการระบายก๊าซไฮโดรคาร์บอนต่าง ๆ ออกสู่บรรยากาศโดยตรง สำหรับในกรณีเกิดการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ มลสารที่ระบายออกจะประกอบด้วยฝุ่นละออง และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อสุขภาพของประชาชนได้มากกว่า ดังนั้น โครงการฯ จึงได้ออกแบบให้มีการป้องกันและลดผลกระทบดังกล่าว โดยจะติดตั้งเครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน (Flare Knock-out Drum) (รายละเอียดของเครื่องดักอนุภาคไฮโดรคาร์บอน แสดงดัง**หัวข้อ 2.5.4.4**) เพื่อช่วยแยกอนุภาคของน้ำมันดิบที่อาจหลงเหลือติดไปออกให้ได้มากที่สุดก่อนส่งไปเผาทิ้ง ซึ่งจะช่วยควบคุมให้การเผาก๊าซมีการเผาไหม้ที่สมบูรณ์

นอกจากนั้น โครงการฯ ยังได้ออกแบบปล่องเผาก๊าซเป็นปล่องแนวนอน (Horizontal Flare) มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว และขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง (ภายใน) 6 นิ้ว วางพาดอยู่ใน Flare Pit โดยปล่องเผาก๊าซจะถูกติดตั้งอยู่ภายในฐานที่มีคันดินล้อมรอบ Flare Pit ขนาดกว้าง x ยาว ประมาณ 10 เมตร x 15 เมตร และ สูง 2 เมตร และมีการติดตั้งกำแพงกั้นแสงและความร้อนล้อมรอบคันดินอีกชั้น โดยมีความสูง 5 เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างก่อนปี 2556 และมีความสูง 6 เมตร สำหรับฐานหลุมผลิตที่ก่อสร้างตั้งแต่ปี 2556 เป็นต้นมา เพื่อจำกัดความร้อนและแสงสว่าง รวมถึงสารมลพิษทางอากาศจากการเผาไหม้ให้อยู่ในบริเวณที่กำหนด โดยตัวอย่างกำแพงกั้นแสงที่ติดตั้งล้อมรอบคันดินของบ่อ Flare Pit ในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต แสดงดัง**รูปที่ 2-163**

นอกจากการควบคุมและการป้องกันมลสารจากการเผาก๊าซแล้ว เจ้าของโครงการฯ ยังมีมาตรการในการควบคุมมลพิษทางอากาศที่จะเกิดจากการขนส่งน้ำมันผ่านทางรถบรรทุกน้ำมันด้วย โดยควบคุมผ่านเงื่อนไข/สัญญาในการจัดจ้างผู้รับเหมาขนส่งน้ำมัน ซึ่งได้ระบุให้ผู้รับเหมาต้องจัดหารถบรรทุกที่มีสภาพดี มีการซ่อมบำรุงอย่างสม่ำเสมอตามมาตรฐานของเจ้าของโครงการฯ ตลอดจนติดตั้งอุปกรณ์เพื่อความปลอดภัยตามมาตรฐาน NFPA 385 (Standard for Tank Vehicles for Flammable and Combustible Liquids) ซึ่งเป็นประโยชน์โดยทางอ้อมในการลดการระบายมลพิษจากการเผาไหม้ของยานพาหนะ



รูปที่ 2-163 ตัวอย่างกำแพงกั้นแสงที่ติดตั้งล้อมรอบคันดินของบ่อ Flare Pit ในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

2.8.3.5 ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม

(1) ฝุ่นละอองจากการก่อสร้าง

ปริมาณฝุ่นละอองจากการก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ

(2) มลสารทางอากาศจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของยานพาหนะที่ใช้ในการขนส่ง

ยานพาหนะที่ใช้ในการขนส่งท่อ พนักงาน และเครื่องจักร/อุปกรณ์ต่าง ๆ จะมีการระบายไอเสียจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องยนต์ของยานพาหนะ ซึ่งประกอบด้วยมลสารทางอากาศหลัก ได้แก่ ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_2) ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) และก๊าซไฮโดรคาร์บอน (HC) โดยปริมาณการขนส่งในระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมรวมประมาณ 28-40 เที่ยว/วัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นรถบรรทุกขนาดใหญ่ที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซล

(3) มลสารจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำหรับอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม ได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ซึ่งมีจำนวน 1 ตัว ซึ่งจะทำงานตลอด 24 ชั่วโมง มีปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลประมาณ 576 ลิตร/วัน การเผาไหม้ก๊าซจะทำให้เกิดการระบายมลสารออกสู่บรรยากาศ ได้แก่ ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_2) ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ฝุ่นละอองรวม (TSP) และฝุ่นละอองขนาดไม่เกิน 10 ไมครอน (PM_{10})

(4) ปริมาณก๊าซเรือนกระจก

แหล่งกำเนิดของก๊าซเรือนกระจกในระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม มาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของรถที่ใช้ในการขนส่งวัสดุปรับถมพื้นที่ เครื่องจักร/อุปกรณ์ต่าง ๆ พนักงาน น้ำที่ใช้ในการทดสอบท่อ และน้ำเสียจากการทดสอบท่อ การเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยแนวท่อลำเลียงที่จะใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างประมาณ 75-318 วัน (3-11 เดือน)

2.8.4 เสียง

กิจกรรมโครงการฯ ในแต่ละระยะมีแหล่งกำเนิดเสียงที่แตกต่างกัน ซึ่งส่วนใหญ่มาจากเสียงการทำงานของอุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ โดยเจ้าของโครงการฯ ดำเนินการตรวจวัดระดับเสียงของเครื่องจักรที่มีการใช้งานในช่วงก่อสร้างและติดตั้ง ช่วงการเจาะหลุมปิโตรเลียม การทดสอบหลุม การผลิตผ่านฐานหลุมผลิต และการก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่ผ่านมา โดยอ้างอิงผลการตรวจวัดเสียงของเครื่องจักรที่ระยะห่างประมาณ 1 เมตรจากแหล่งกำเนิดเสียง ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต ระยะทดสอบหลุม และระยะผลิตผ่านฐานหลุมผลิต วัดระยะห่าง 15 เมตร เพื่อใช้สำหรับเป็นข้อมูลระดับเสียงจากแหล่งกำเนิดของโครงการฯ ซึ่งมีกิจกรรมและแหล่งกำเนิดเสียงเหมือนกัน รายละเอียดแสดงดัง**ตารางที่ 2-70**

ตารางที่ 2-70 สรุปแหล่งกำเนิดเสียงจากกิจกรรมต่าง ๆ ในแต่ละระยะการดำเนินการของโครงการฯ

กิจกรรมในระยะ	แหล่งกำเนิดเสียง	ระดับเสียง (เดซิเบลเอ)	ระยะการตรวจวัด (เมตร)
ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต	1. งานเตรียมพื้นที่ (Site Preparation)		
	— รถเกรดดิน (Grader)	80.0[2/]	15
	— รถบดอัด (Roller)	74.0[1/]	15
	— รถบรรทุกน้ำ (Truck)	81.0[2/]	15
	— รถหน้าตักหลังขุด (Backhoe)	72.0[2/]	15
	— รถขุด (Excavator)	81.0[1/]	15
	— รถแทรคเตอร์ (Tractor)	72.0[2/]	15
	2. งานทำฐานราก (Foundation)		
	— รถหน้าตักหลังขุด (Backhoe)	72.0[2/]	15
	— รถขุด (Excavator)	81.0[1/]	15
	3. งานโครงสร้าง (Erection)		
	— รถหน้าตักหลังขุด (Backhoe)	72.0[2/]	15
	— รถขุด (Excavator)	81.0[1/]	15
	4. งานตกแต่งและเก็บงาน (Finishing)		
	— รถหน้าตักหลังขุด (Backhoe)	72.0[2/]	15
	— รถเกรดดิน (Grader)	80.0[2/]	15
	— รถบดอัด (Roller)	74.0[1/]	15
	— รถบรรทุกน้ำ (Truck)	81.0[2/]	15
	— รถแทรคเตอร์ (Tractor)	72.0[2/]	15
ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม	1. Rig	99.0[3/]	1
	2. Generator	89.0[3/]	1
	3. Mud Pump	94.0[3/]	1
	4. Shale Shaker	95.0[4/]	1
ระยะทดสอบหลุม	1. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	97.6[5/]	1
	2. ปล่องเผาก๊าซแนวนอน	93.5[6/]	1

ตารางที่ 2-70 สรุปแหล่งกำเนิดเสียงจากกิจกรรมต่าง ๆ ในแต่ละระยะการดำเนินการของโครงการฯ

กิจกรรมในระยะ	แหล่งกำเนิดเสียง	ระดับเสียง (เดซิเบลเอ)	ระยะการตรวจวัด (เมตร)
ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต	1. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	97.6[5/]	1
	2. ปล่องเผาก๊าซแนวนอน	93.5[6/]	1
ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม	1. การเปิดพื้นที่ในเขตทาง การก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อ และขุดร่อง		
	— รถหน้าตักหลังขุด (Backhoe)	74.4[7/,8/]	15
	— รถเกรดดิน (Grader)		15
	— รถบรรทุกน้ำ (Truck)		15
	2. การขนย้ายท่อ		
	— รถบรรทุก (Truck)	64.9[7/]	15
	3. การเชื่อมต่อท่อและตรวจสอบรอยเชื่อม		
	— ตู้เชื่อม (Welding Inventor)	72.9[7/]	15
	4. การติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียมด้วยวิธีการดันท่อลอด (Pipe Jacking)		
	— รถเครน	71.0[7/]	15
	— รถหน้าตักหลังขุด (Backhoe)	64.9[7/]	15
	— เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	72.4[7/,8/]	15
	— เครื่องดันลอด (Bored)		
	5. การทดสอบการรั่วไหล ปั๊มน้ำ	67.0[7/]	15
	6. การปรับพื้นที่คืนสู่สภาพเดิม รถหน้าตักหลังขุด (Backhoe)	63.6[7/]	15

ที่มา:
1/ ข้อมูลจาก Federal Highway Administration, U.S. Department of Transportation. Construction Noise Handbook (http://www.fhwa.dot.gov/environment/noise/construction_noise/handbook/handbook09.cfm) สืบค้นเมื่อวันที่ 22 มิถุนายน พ.ศ. 2559
2/ U.S. EPA, Noise from Construction Equipment & Operation, (December 31, 1971) สืบค้นเมื่อวันที่ 22 มิถุนายน พ.ศ. 2559
3/ ข้อมูลจาก Department of Environment and Heritage Protection, Guideline Noise Assessment Prescribing noise conditions for environmental authorities for petroleum activities (https://www.ehp.qld.gov.au/assets/documents/regulation/rs-gl-noise-assessment-prescribing-conditions.pdf) สืบค้นเมื่อวันที่ 27 มิถุนายน พ.ศ. 2559
4/ ข้อมูลจาก The International Association of Drilling Contractors. Safety alert for Exposure to Noise (http://www.iadc.org/wp-content/uploads/2014/04/SA98-05.pdf) สืบค้นเมื่อวันที่ 27 มิถุนายน พ.ศ. 2559
5/ ข้อมูลจากการตรวจวัดโดยบริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด (2556)
6/ ข้อมูลจาก The Shell Petroleum Development Company of Nigeria Limited Operator of the NNPC/Shell/Agip /Total Joint Venture, Environmental Impact Assessment (EIA) Of Benisede Catchment Area Fdp Phase Ii Field Development Plan, June, 2005 (http://www.shell.com.ng/ content/dam/shell-new/local/country/nga/downloads/pdf/benisede-catchment-eiareport.pdf) สืบค้นเมื่อวันที่ 11 กันยายน พ.ศ. 2560
7/ การศึกษาและจัดทำฐานข้อมูลระดับเสียงระยะก่อสร้างโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ, บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (2558)
8/ ค่าระดับเสียงรวมจากการประเมินด้วยสมการรวมเสียง

2.9 การจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

กิจกรรมทั้งหมดของโครงการฯ จะดำเนินการภายใต้ระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (Safety, Security, Health and Environmental Management System, SSHE MS) ซึ่งระบบการบริหารจัดการฯ ดังกล่าวจะดำเนินการคลอบคลุมทั้งพื้นที่แปลง S1 เพื่อให้มั่นใจได้ว่าพนักงานทุกคน บริษัทผู้รับจ้างเหมา ผู้มีส่วนได้/เสีย รวมทั้งสาธารณชนภายนอก ทั้งที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมโครงการฯ โดยตรง หรืออาจได้รับผลกระทบจากกิจกรรมของโครงการฯ จะได้รับความคุ้มครองในด้านความปลอดภัย ความมั่นคง สุขภาพอนามัย และสิ่งแวดล้อมภายใต้กรอบของระบบดังกล่าว ซึ่งนอกจากระบบ SSHE MS แล้ว บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ยังมีการปฏิบัติตามมาตรฐานระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม ISO 14001: 2015 และระบบมาตรฐานการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ISO 45001:2018 เพื่อให้มั่นใจว่ากระบวนการทำงานของโครงการฯ มีความสอดคล้องกับมาตรฐานและระบบการจัดการข้างต้น โดยสามารถสรุป SSHE MS ได้ดังนี้

2.9.1 มาตรฐานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มีการดำเนินงานตามนโยบายด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ผ่านระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมที่เรียกว่า Safety, Security, Health, and Environmental Management System หรือชื่อย่อว่า SSHE MS ซึ่งเป็นระบบการจัดการเพื่อควบคุมความเสี่ยงต่อการเกิดอันตรายจากกิจกรรมภายในองค์กร โดยเน้นการจัดการสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เกิดความปลอดภัยและป้องกันอุบัติเหตุ การบาดเจ็บจากการทำงาน รวมทั้งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

SSHE MS เป็นการเชื่อมโยงนโยบายด้านความปลอดภัยฯ เป้าหมายและกลยุทธ์ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด เข้าด้วยกัน โดย SSHE MS ถือเป็นข้อกำหนดขั้นพื้นฐาน (Minimum Requirements) สำหรับทุกหน่วยงานภายในของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ในการดำเนินงานให้สอดคล้องกับนโยบายด้านความปลอดภัยฯ ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด เพื่อให้เป็นไปในทิศทางเดียวกัน ตลอดจนเพื่อให้มั่นใจว่าหน่วยงานต่าง ๆ มีกระบวนการจัดการความเสี่ยงและปรับปรุงประสิทธิภาพในการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ อย่างต่อเนื่อง

SSHE MS ได้ถูกออกแบบให้สอดคล้องกับระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ ของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามแนวทางของสมาคมผู้ผลิตปิโตรเลียมและก๊าซนานาชาติ (International Association of Oil and Gas Producers: IOGP) รวมถึงมาตรฐานสากลอื่น ๆ เช่น ระบบบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อม (ISO 14001: 2015) ระบบบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัย และความปลอดภัย (ISO 45001:2018) และองค์การแรงงานระหว่างประเทศ (International Labour Organization (ILO))

SSHE MS ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ประกอบด้วย 7 องค์ประกอบหลัก ซึ่ง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้พัฒนาและกำหนดมาตรฐาน (SSHE Standards) มารองรับในแต่ละองค์ประกอบหลัก เพื่อให้โครงการนำไปประยุกต์และ/ หรือปฏิบัติโดยพัฒนาเป็นคู่มือการดำเนินงานของแต่ละโครงการ ซึ่งโครงการฯ นี้จะปฏิบัติตามคู่มือการดำเนินงานของโครงการ S1 ได้แก่

1) ภาวะผู้นำและความมุ่งมั่น (Leadership and Commitment)

2) นโยบายและวัตถุประสงค์ (Policy and Objectives)

3) การจัดสรรทรัพยากรและเอกสารด้านความปลอดภัยฯ (Organization Resources and Documentation)

4) การประเมินและการบริหารจัดการความเสี่ยง (Evaluation and Risk Management)

5) การวางแผนและควบคุมการปฏิบัติการ (Planning and Operational Control)

6) การปฏิบัติและติดตามผลการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยฯ (Implementation and Monitoring)

7) การตรวจประเมินและทบทวนระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ (Audit and Review)

องค์ประกอบหลักของ SSHE MS เทียบกับมาตรฐานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (SSHE Standards) และคู่มือการดำเนินงานของโครงการ S1 (S1 Asset Procedures) แสดงดัง**ตารางที่ 2-71**

ตารางที่ 2-71 องค์ประกอบหลักของ SSHE MS เทียบกับมาตรฐานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (SSHE Standards) และคู่มือการดำเนินงานของโครงการ S1 (S1 Asset Procedures)

SSHE MS Elements (บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด)	SSHE Standards (ปตท.สผ.)	S1 Asset Procedures (โครงการ S1)
Leadership and Commitment	SSHE Roles and Responsibilities	-
Policy and objectives	SSHE Due Diligence and Joint Venture Requirements	-
Organization Resources and Documentation	– Corporate Oversight of SSHE MS – SSHE Contractor Management – SSHE Communication – SSHE Documentation Management – SSHE Training Competence – SSHE Regulation Compliance	– Document Control – Control of Record – Q-SSHE Communication, Consultation and Participation – SSHE Training and Competency – SSHE Rules and Regulation
Evaluation and Risk Management	– SSHE Risk Management – Hazard and Effect Management – Safety Case – Asset Integrity Management	– SSHE Hazard and Aspect Management
Planning and Operational Control	– Emergency and Crisis Management – Permit to Work – Environmental Management – Operational Safety Management – Corporate SSHE Plan	– S1 Emergency and Crisis Management Plan – Road Transport Emergency Response – Oil Spill Response Plan for Rail Accident – S1 Fire Fighting Philosophy – Well Control Manual

ตารางที่ 2-71 องค์ประกอบหลักของ SSHE MS เทียบกับมาตรฐานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (SSHE Standards) และคู่มือการดำเนินงานของโครงการ S1 (S1 Asset Procedures)

SSHE MS Elements (บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด)	SSHE Standards (ปตท.สผ.)	S1 Asset Procedures (โครงการ S1)
	– Occupational Health Management – Management of Change – Personal Protective Equipment – Chemical Management – Life Saving Program	– Blow Out Contingence – Emergency Response Duty Roster – S1 Securing Plan – Bomb and Terrorist Response – Operation Process Control Procedure – Lifting Operation – Alcohol and Drugs Testing – S1 Waste Management and Disposal – Chemical Management – Permit to Work System – Simultaneous Operation (SIMOP)
Implementation and Monitoring	– Incident Management – SSHE KPI and Performance Management – Behavioral Base Safety	– Incident Follow up – Monitoring and Measurement
Audit and Review	– Audit and Review	– Q-SSHE Audit and Review – Non-conformity, Corrective and Preventive Actions

หมายเหตุ: - หมายถึง การดำเนินการเป็นไปตาม SSHE Standards หรือข้อกำหนดของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

โครงการฯ ได้แสดงความเชื่อมโยงของการปฏิบัติตาม SSHE MS ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และโครงการฯ ดัง**ตารางที่ 2-71** สามารถอธิบายสรุปได้ดังนี้

1. ภาวะผู้นำและความมุ่งมั่น (Leadership and Commitment)

บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มีการกำหนดบทบาทและหน้าที่ด้านความปลอดภัยฯ ของผู้บริหารและพนักงานทุกระดับ (SSHE Roles and Responsibilities) ให้พนักงานทุกคนมีความรับผิดชอบต่อความปลอดภัยฯ ของตนเองและผู้อื่น เป็นส่วนหนึ่งของการเสริมสร้างวัฒนธรรมองค์กรด้านความปลอดภัยฯ นอกจากนั้น ยังกำหนดให้ผู้บริหารทุกระดับแสดงภาวะผู้นำและความมุ่งมั่นด้านความปลอดภัยฯ ให้เห็นชัดเจน โดยเน้นที่การปฏิบัติเป็นตัวอย่าง (Leading by example) การมีส่วนร่วมและสนับสนุนให้เกิดวัฒนธรรมความปลอดภัยฯ ในการดำเนินงานตาม SSHE MS เช่น การเยี่ยมชมโครงการของผู้บริหารระดับสูง (Top Management Visit) การตรวจประเมินการปฏิบัติงานโดยผู้บริหารโครงการฯ การประชุมก่อนเริ่มปฏิบัติงานประจำวัน การเดินตรวจหน้างานก่อนและหลังปฏิบัติงานโดยหัวหน้างาน เป็นต้น

2. นโยบายและวัตถุประสงค์ (Policy & Strategic Objective)

บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้จัดทำนโยบายด้านความปลอดภัยฯ และสื่อสารให้ผู้บริหารและหัวหน้างานทุกระดับทราบ เพื่อนำไปถ่ายทอดให้กับผู้ใต้บังคับบัญชา นำไปปฏิบัติควบคู่ไปกับการปฏิบัติงานตามหน้าที่ความรับผิดชอบ โดยการกำหนดเป็นกลยุทธ์ เป้าหมาย และแผนงานด้านความปลอดภัยฯ และมีการถ่ายทอดเป็นลำดับขั้นตามโครงสร้างองค์กรจากระดับ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ไปสู่ระดับโครงการ อย่างเป็นรูปธรรม ทั้งนี้โครงการต้องรายงานผลการดำเนินงานให้ทั้งผู้บริหารสูงสุด และผู้บริหารระดับโครงการทราบอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้มั่นใจว่าการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ เป็นไปตามนโยบายและเป้าหมายของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

นอกจากนั้น ในการพิจารณาเข้าควบรวมกิจการในโครงการต่าง ๆ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ต้องประเมินผลการปฏิบัติงานตามระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ ของโครงการที่จะเข้าควบรวมกิจการโดยพิจารณาตามข้อกำหนดเรื่อง SSHE Due Diligence and Joint Venture Requirements ของ เพื่อให้มั่นใจว่าผลการดำเนินงานสอดคล้องกับนโยบายด้านความปลอดภัยฯ ของ ปตท.สผ.

3. การจัดสรรทรัพยากรและเอกสารด้านความปลอดภัยฯ (Organization Resource & Documentation)

บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้จัดสรรให้มีทรัพยากรอย่างเพียงพอ ในการบริหารจัดการ การกำกับดูแล การสื่อสาร การฝึกอบรม และการจัดให้มีระบบเอกสารด้านความปลอดภัยฯ เพื่อนำไปปฏิบัติตามให้สอดคล้องกับกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และข้อกำหนดของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ทั้งนี้ โครงการฯ จะปฏิบัติตามคู่มือการดำเนินงานของโครงการ S1 อย่างเคร่งครัด ดังตัวอย่างต่อไปนี้

- ควบคุมและกำหนดให้มีระบบเอกสารด้านความปลอดภัยฯ สำหรับพนักงานและผู้รับเหมาตามที่ระบุในคู่มือการควบคุมเอกสารของโครงการ S1 (Document Control)
- ควบคุมและกำหนดให้มีการบันทึกข้อมูลและสถิติด้านความปลอดภัยฯ ตามที่ระบุในคู่มือการควบคุมข้อมูลของโครงการ S1 (Control of Record)
- ควบคุมให้มีการสื่อสารอย่างมีประสิทธิภาพทั้งภายในและภายนอกองค์กร โดยปฏิบัติตามช่องทางการสื่อสารที่ถูกต้อง ตามที่ระบุในคู่มือการสื่อสารภายในและภายนอก ของโครงการ S1 (Q-SSHE Communication, Consultation and Participation)
- ฝึกอบรมพนักงานและผู้รับเหมาให้ปฏิบัติงานได้ถูกต้องและเหมาะสมกับงานที่ได้รับมอบหมายตามที่ระบุในคู่มือการฝึกอบรม และการประเมินศักยภาพของพนักงานและผู้รับเหมาของโครงการ S1 (SSHE Training and Competency)
- ปฏิบัติตามข้อกำหนดและกฎหมายที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการสื่อสารให้พนักงานและผู้รับเหมาได้รับทราบและนำไปปฏิบัติอย่างถูกต้อง (SSHE Rules and Regulation)

4. การประเมินและการบริหารจัดการความเสี่ยง (Evaluation & Risk Management)

ทุกโครงการภายใต้การดำเนินงานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้มีการบ่งชี้ ประเมิน และกำหนดแนวทางในการบริหารจัดการความเสี่ยงก่อนเริ่มกิจกรรมโครงการ ดังนั้น เพื่อให้สอดคล้องกับข้อกำหนดของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด โครงการฯ จะปฏิบัติตามคู่มือการบริหารจัดการอันตรายด้านความปลอดภัยฯ ตามที่ระบุในคู่มือของโครงการ S1 เรื่อง การบริหารจัดการอันตรายและประเด็นปัญหาด้านความปลอดภัยฯ (SSHE Hazard and Aspect Management) ดัง **ภาคผนวก 2-3.14** เพื่อให้มั่นใจว่าอันตรายและความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นมีการบริหารจัดการอย่างเหมาะสมและอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ (As Low As Reasonably Practicable - ALARP) ด้วยเครื่องมือบริหารจัดการความเสี่ยงต่าง ๆ ได้แก่ HAZID, HAZOP, Safety Case, Health Risk Assessment และ Environmental Impact Assessment เป็นต้น โดยโครงการฯ จะนำเอามาตรการป้องกัน และควบคุมอันตรายและความเสี่ยงที่ได้จากการประเมินดังกล่าวข้างต้นมาปฏิบัติในพื้นที่ปฏิบัติงาน เพื่อป้องกันและลดความเสี่ยงจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ

5. การวางแผนและควบคุมการปฏิบัติการ (Planning and Operational Control)

บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มีการวางแผน และกำหนดมาตรฐานและขั้นตอนการปฏิบัติงาน ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ครอบคลุมทุกกิจกรรม โดยโครงการฯ จะจัดให้มีการดำเนินงานสอดคล้องกับโครงการ S1 ดังตัวอย่างต่อไปนี้

- จัดเตรียมแผนรองรับเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤติด้านความปลอดภัยฯ (S1 Emergency and Crisis Management Plan) เช่น แผนฉุกเฉินการขนส่งทางรถ (Road Transport Emergency Response) แผนฉุกเฉินการหกรั่วไหลจากรถไฟ (Oil Spill Response Plan for Rail Accident) หลักการจัดการกรณีเพลิงไหม้ (S1 Fire Fighting Philosophy) การควบคุมหลุมปิโตรเลียม (Well Control Manual) การควบคุมการพลุ่ง (Blow Out Contingency) เป็นต้น รวมถึงจัดให้มีการฝึกซ้อมรองรับเหตุฉุกเฉินตามแผนของทั้งโครงการ S1 และ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
- การจัดการของเสีย (S1 Waste Management and Disposal) และสารเคมี (Chemical Management) ตามคู่มือของโครงการ S1 เพื่อเป็นการควบคุมการจัดหาสารเคมี การจัดเก็บ การขนส่ง รวมถึงการกำจัดของเสียอย่างถูกต้องตามกฎหมาย
- การปฏิบัติตามระบบใบอนุญาตในการทำงานของโครงการ S1 (Permit to Work System เพื่อให้มั่นใจว่าการปฏิบัติงานภายในพื้นที่โครงการฯ ต้องมีการควบคุมอย่างต่อเนื่อง
- การควบคุมกิจกรรมที่ต้องทำคู่ขนานกัน (Simultaneous Operations: SIMOPS) เพื่อเป็นการลดอันตรายและความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นได้

นอกจากนี้ โครงการฯ ได้นำเอามาตรฐานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มาใช้กับโครงการฯ โดยตรง ยกตัวอย่างเช่น

- การจัดทำแผนงานด้านความปลอดภัยฯ ประจำปีของโครงการฯ ให้สอดคล้องกับวัตถุประสงค์และเป้าหมาย และแผนงานของบริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (Corporate SSHE Plan)
- การบริหารจัดการความเปลี่ยนแปลง (Management of Change) ในกรณีที่โครงการฯ มีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติงานทั้งแบบชั่วคราว (Temporary) และแบบถาวร (Permanent) จะต้องนำเสนอการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวตามลำดับขั้น เพื่อให้มีการทบทวนและอนุมัติโดยผู้เชี่ยวชาญในแต่ละสาขา (Technical Authority) เพื่อให้มั่นใจว่าการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวมีการควบคุมด้านความปลอดภัยฯ อย่างมีประสิทธิภาพ
- การจัดเตรียมอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล ที่เหมาะสมกับความเสี่ยงของงานแต่ละประเภท ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (Personal Protective Equipment)
- การนำสัญลักษณ์ความปลอดภัยตามแนวทางของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) มาประยุกต์ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อเสริมสร้างการตระหนักถึงความปลอดภัยฯ (Life Saving Program)

6. การปฏิบัติและติดตามผลการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยฯ (Implementation and Monitoring)

การดำเนินงานตาม SSHE MS จะต้องถูกติดตาม และประมวลผล เพื่อให้แน่ใจว่าการดำเนินงานสอดคล้องกับข้อกำหนดด้านความปลอดภัยฯ อย่างเคร่งครัด ดังนั้น เพื่อให้การตรวจติดตามและรายงานผลการดำเนินงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โครงการฯ จะต้องจัดให้มีการปฏิบัติดังต่อไปนี้

- รายงานอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นขณะปฏิบัติงานผ่านระบบรายงานอุบัติเหตุของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (Incident Management System) เพื่อให้มีการทบทวนและตรวจสอบข้อมูลตามลำดับขั้น รวมถึงมีส่วนร่วมในการสอบสวนหาสาเหตุการเกิดอุบัติเหตุ เพื่อกำหนดเป็นมาตรการป้องกัน รวมถึงการเผยแพร่บทเรียนจากอุบัติเหตุเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดซ้ำ
- นำตัวชี้วัดเชิงป้องกัน และตัวชี้วัดเชิงผลลัพธ์ (Leading and Lagging Indicators) จาก บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มากำหนดเป็นตัวชี้วัดระดับโครงการ เพื่อประเมินผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ อย่างต่อเนื่อง รวมถึงเป็นการเสริมสร้างพฤติกรรมความปลอดภัยฯ ในการปฏิบัติงานให้กับพนักงานและผู้รับเหมา
- ติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมจากการดำเนินงาน ตามที่ระบุในคู่มือของโครงการ S1 (Monitoring and Measurement) ดัง**ภาคผนวก 2-3.15**

7. การตรวจประเมินและทบทวนระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ (Audit and Review)

บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ตรวจประเมินและทบทวนประสิทธิภาพและประสิทธิผลของ SSHE MS เป็นประจำอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มั่นใจว่ามีการปฏิบัติตามข้อกำหนดของกฎหมาย และ

มาตรฐานความปลอดภัยฯ ของบริษัท (SSHE Regulatory Compliance Standard) ดัง**ภาคผนวก 2-3.16** การตรวจประเมินและทบทวน จะกระทำได้โดยหน่วยงานภายใน บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (ได้แก่ หน่วยงานกลางด้านความปลอดภัยฯ ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด หน่วยงานด้านความปลอดภัยของโครงการฯ เป็นต้น) และหน่วยงานภายนอก (ได้แก่ หน่วยงานราชการ และที่ปรึกษาที่มีความเป็นกลาง เป็นต้น)

ทั้งนี้ โครงการฯ จะต้องจัดให้มีแผนการตรวจประเมินและทบทวน (Q-SSHE Audit and Review) ตามแผนงานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และสนับสนุน หรือมีส่วนร่วมในกิจกรรมดังกล่าว รวมถึงกำหนดแผนงานการแก้ไขข้อบกพร่องกรณีที่การดำเนินงานไม่เป็นไปตามข้อกำหนดของ SSHE MS และต้องมีการติดตามให้การแก้ไขเสร็จสมบูรณ์อย่างมีประสิทธิภาพ (Non-conformity, Corrective and Preventive Actions) เพื่อให้เกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง ยกตัวอย่างการตรวจประเมินของโครงการ S1 ดังนี้ SSHE MS Audit, ISO14001 Internal และ External Audit, ISO 45001 Internal และ External Audit, ISO 26000 Audit เป็นต้น

2.9.2 การจัดการด้านความปลอดภัยและการจัดการเหตุฉุกเฉิน

2.9.2.1 ระบบรักษาความปลอดภัย

ในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต จะมีพนักงานรักษาความปลอดภัยประจำที่ฐานหลุมผลิตตลอด 24 ชั่วโมง โดยมีระบบวิทยุติดต่อสื่อสารถึงกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินสำหรับฐานหลุมผลิตเดิมที่จะมีการปรับปรุงพื้นที่ฐานหลุมผลิต และการติดต่อผ่านมือถือสำหรับฐานหลุมผลิตที่จะก่อสร้างใหม่

ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม จะมีพนักงานรักษาความปลอดภัยประจำตลอด 24 ชั่วโมง และมีการติดตั้งรั้วลวดหนามสูงประมาณ 2 เมตร ปิดล้อมทั้ง 4 ด้าน

ในกรณีปิดหลุมไว้ชั่วคราวรอการผลิต เจ้าของโครงการฯ ได้จัดให้มีพนักงานรักษาความปลอดภัยเข้ามาตรวจสอบความเรียบร้อยโดยทั่วไปของพื้นที่อย่างสม่ำเสมอ และกำหนดให้พนักงานฝ่ายผลิตเข้ามาตรวจสอบความปลอดภัยและความเรียบร้อยต่าง ๆ ภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิตอย่างน้อยเดือนละครั้งเพื่อดำเนินการตรวจสอบระบบวาล์วหัวบ่อ ตรวจสอบการรุกล้ำเขตที่ดิน ตรวจสอบระดับน้ำในบ่อเก็บน้ำ เป็นต้น

ในระยะทดสอบหลุม จะมีพนักงานรักษาความปลอดภัยอยู่ประจำที่ฐานหลุมผลิต ตลอด 24 ชั่วโมง โดยมีระบบวิทยุติดต่อสื่อสารถึงกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน

ในระยะผลิตปิโตรเลียม ฐานหลุมผลิตทุกแห่งที่มีอุปกรณ์การผลิตติดตั้งอยู่ ทั้งกรณีการผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิตและการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะมีพนักงานรักษาความปลอดภัยตลอด 24 ชั่วโมง โดยมีระบบวิทยุติดต่อสื่อสารถึงสำนักงานภาคสนามที่สถานีผลิตลานกระบือกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินพนักงานรักษาความปลอดภัยจะประจำที่ฐานหลุมผลิตตลอด 24 ชั่วโมง ดังแสดงใน **รูปที่ 2-164** นอกจากนี้ยังมีหัวหน้าหน่วยงานรักษาความปลอดภัยประจำอยู่ที่สำนักงานที่สถานีผลิตลานกระบือ และสำนักงานภาคสนามของบริษัทผู้รับเหมาต่างๆ ตลอด

24 ชั่วโมง ซึ่งจะมีหน้าที่ติดต่อสื่อสาร กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน การเข้าไปตรวจสอบความปลอดภัยของฐานผลิต และแนวท่อต่าง ๆ และกำกับดูแลการทำงานของพนักงานรักษาความปลอดภัยประจำฐานต่าง ๆ ตามแผนงานเป็นประจำ



รูปที่ 2-164 พนักงานรักษาความปลอดภัยประจำที่ฐานหลุมผลิตตลอด 24 ชั่วโมง

2.9.2.2 ระบบป้องกันอัคคีภัยและระบบผจญเพลิง

ระบบดับเพลิงสำหรับการปฏิบัติงานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ในแปลง S1 มี 2 ระดับ ได้แก่

- ระบบดับเพลิงในภาพรวมภายในแปลง S1: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด กำหนดให้มีรถดับเพลิงและรถน้ำ มีปริมาตรของถังเก็บน้ำดับเพลิงทั้งหมด 35,800 ลิตร และปริมาตรโฟมดับเพลิงเข้มข้นทั้งหมด 8,400 ลิตร เพื่อใช้ในการดับเพลิงที่รุนแรงขึ้น โดยมีสถานีดับเพลิง 2 สถานี ได้แก่
  - สถานีดับเพลิงสถานีผลิตลานกระบือ ประกอบด้วย
    - รถดับเพลิง จำนวน 3 คัน
    - รถบรรทุกน้ำดับเพลิง จำนวน 1 คัน
    - รถดับเพลิงโฟม จำนวน 3 คัน
  - สถานีดับเพลิงสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) ประกอบด้วย
    - รถดับเพลิง จำนวน 1 คัน
    - รถบรรทุกน้ำดับเพลิง จำนวน 1 คัน
- ระบบดับเพลิงประจำฐานหลุมผลิตแต่ละฐาน: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด กำหนดให้มีอุปกรณ์ดับเพลิงเพียงพอสำหรับดับเพลิงเบื้องต้น ตามความเสี่ยงของการทำงานในแต่ละระยะ และจำนวนพนักงานที่ประจำอยู่ที่ฐานหลุมผลิต

ทั้งนี้ จำนวนของรถดับเพลิงและรถน้ำ รวมถึงปริมาณน้ำ ปริมาณโฟมดับเพลิงเข้มข้น ที่ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด เตรียมไว้ใช้งานในพื้นที่ ในกรณีการดับเพลิงที่รุนแรงขึ้นตามรายละเอียดที่กล่าวไว้ข้างต้น จะมีเพียงพอต่อการเกิดเหตุการณ์ซึ่งครอบคลุมกรณีเลวร้ายที่สุดของเหตุการณ์เพลิงไหม้บริเวณถังเก็บน้ำมันดิบ ของถังเก็บน้ำมันดิบที่สถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3.5 เมตร สูง 7.5 เมตร (มีขนาดถังใกล้เคียงกับถังแยกสถานะที่ติดตั้งในฐานหลุมผลิต) และถังเก็บน้ำมันดิบขนาดใหญ่ที่สุดซึ่งติดตั้งที่สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 เมตร สูง 8 เมตร ซึ่งการจำแนกประเภทถังกักเก็บในฐานผลิต เป็นไปตามแนวทางการจำแนกประเภทของถังกักเก็บที่ต้องขออนุญาตของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดังนี้

ประเภทของถังกักเก็บที่มีการติดตั้งในฐานผลิต (สถานีผลิตย่อยและฐานหลุมผลิต): จำแนกออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ ถังแยกสถานะ ถังกักเก็บน้ำจากกระบวนการผลิต และถังกักเก็บน้ำมันดิบ มีรายละเอียดดังนี้

1. **สถานีผลิตย่อย** เป็นฐานที่มีการผลิตปิโตรเลียม และรับปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตในบริเวณใกล้เคียง ทั้งผ่านทางระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมหรือรถบรรทุก ซึ่งสถานีผลิตย่อยมีการติดตั้งระบบการผลิต (แบบแยก ก๊าซ น้ำจากกระบวนการผลิต และน้ำมันดิบ) และมีถังกับเก็บทั้ง 3 ประเภท ได้แก่ ถังแยกสถานะ ถังกับเก็บน้ำจากกระบวนการผลิต และถังกักเก็บน้ำมันดิบ
2. **ฐานหลุมผลิต** (เช่น ฐานที่ติดตั้งอุปกรณ์การผลิต และฐานที่ติดตั้งอุปกรณ์ทดสอบหลุม) เป็นฐานที่ติดตั้งระบบการผลิตปิโตรเลียม (แบบแยก 2 สถานะ ก๊าซ และของเหลว) และติดตั้งถังแยกสถานะ

โดยการจัดเตรียมอุปกรณ์และระบบดับเพลิงของสถานีผลิตย่อยและฐานหลุมผลิตของโครงการฯ ได้พิจารณาประเภทของถังกักเก็บ ตามแนวทางการจำแนกประเภทของถังกักเก็บที่ต้องขออนุญาตของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยสถานีผลิตย่อยที่มีถังกักเก็บประเภท “ถังกักเก็บน้ำมันดิบ” ที่จัดเป็นคลังน้ำมัน[1/] ได้จัดให้ระบบน้ำดับเพลิงและโฟมดับเพลิง รวมถึงอุปกรณ์ดับเพลิง ตามข้อกำหนดในการป้องกันและระงับอัคคีภัยคลังน้ำมันของ *กฎกระทรวงคลังน้ำมัน พ.ศ. 2556* หรือประกาศที่เกี่ยวข้อง ส่วนระบบดับเพลิงของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง ในระยะทดสอบหลุมและระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต ที่มีถังกักเก็บประเภท “ถังแยกสถานะ” จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ดับเพลิงเพียงพอสำหรับดับเพลิงในเบื้องต้น ในจุดต่าง ๆ ที่สำคัญในระบบการผลิตและระบบควบคุมการผลิต เพื่อให้พนักงานประจำฐานใช้สำหรับการดับเพลิงเบื้องต้น ก่อนที่หน่วยงานดับเพลิงหลักของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และ/หรือ หน่วยงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยในท้องถิ่น จะเข้าถึงพื้นที่ต่อไป

2.9.2.2(1) ระบบดับเพลิงในภาพรวม

เจ้าของโครงการฯ กำหนดให้มีสถานีดับเพลิงจำนวน 2 แห่ง ได้แก่ สถานีดับเพลิงสถานีผลิตลานกระบือ และสถานีดับเพลิงสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) เพื่อปฏิบัติงานในแปลง S1 (ดังแสดงใน**รูปที่ 2-165**) โดยมีจำนวนรถดับเพลิงและรถน้ำรวม 6 คัน ซึ่งมีปริมาตรของถังเก็บน้ำดับเพลิงรวม 35,800 ลิตร (35.8 ลูกบาศก์เมตร) (ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-72**) ซึ่งจะใช้ระยะเวลาที่รถดับเพลิงจากสถานีดับเพลิง ทั้ง 2 แห่ง เข้าถึงพื้นที่ฐานหลุมผลิตส่วนใหญ่ไม่เกิน 30 นาที โดยจะมีบางฐานหลุมผลิตที่อาจใช้เวลาเกิน 30 นาที แต่ส่วนใหญ่จะเป็นฐานที่ไม่มีแผนในการเจาะและผลิตใน

[1/] "คลังน้ำมัน" หมายถึง สถานที่ที่ใช้ในการเก็บน้ำมันเชื้อเพลิง ที่มีปริมาณเกิน 500,000 ลิตร (หรือประมาณ 500 ลบ.ม.)

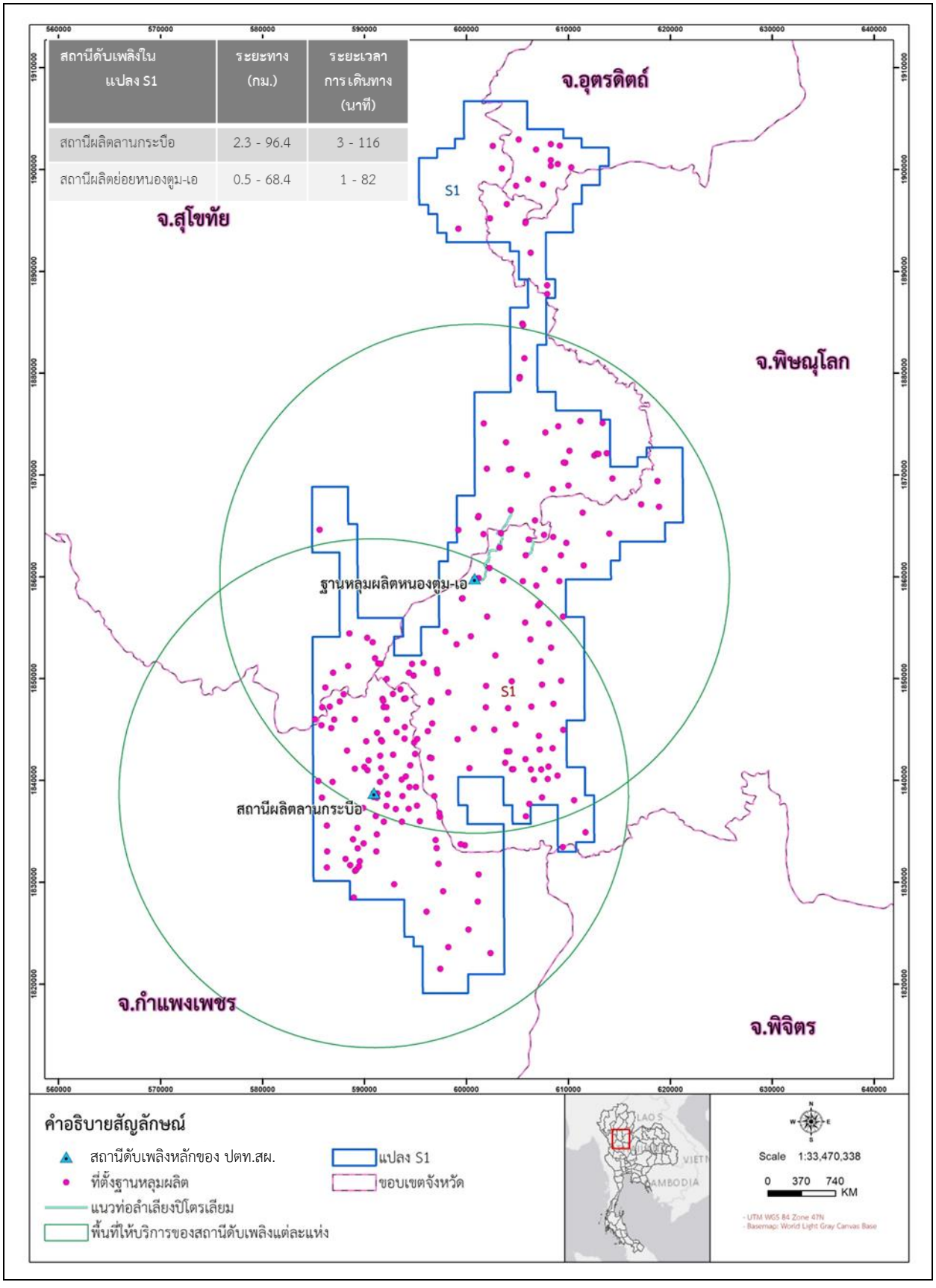
อนาคต อย่างไรก็ตามระยะเวลาดังกล่าวคาดการณ์มาจากการใช้ความเร็วรถประมาณ 40-50 กิโลเมตร/ชั่วโมง ซึ่งในทางปฏิบัติ จะสามารถเพิ่มความเร็วรถดับเพลิงเพื่อลดระยะเวลาในการเข้าถึงพื้นที่ได้

ระบบดับเพลิงของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด พิจารณาตามมาตรฐานของ National Fire Protection Agency (NFPA) ที่เกี่ยวข้อง เป็นมาตรฐานเดียวกัน ดังนี้

- NFPA 10 Standard for Portable Fire Fighting Extinguishers
- NFPA 11 Standard for Low-, Medium- and High Expansion Foam
- NFPA 14 Standard for Installation of Standpipe and Hose Systems
- NFPA 15 Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
- NFPA 16 Standard for the Installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems
- NFPA 20 Standards for Stationary Pumps for Fire Protection
- NFPA 1901 Standard for the Inspection, Maintenance, Testing, and Retirement of In-Service Automotive Fire Apparatus
- NFPA 1912 Standard for Fire Apparatus Refurbishing

ทั้งนี้ พนักงานประจำฐานหลุมผลิตทั้งหมดของโครงการฯ ได้รับการอบรมการใช้งานอุปกรณ์ดับเพลิงเป็นประจำ เพื่อให้พนักงานทุกคนมีความพร้อมและมีความสามารถที่จะทำหน้าที่ดับเพลิงได้ตลอดเวลา และ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด กำหนดให้มีพนักงานที่ได้รับการอบรมการดับเพลิง การใช้เครื่องมือ/อุปกรณ์ดับเพลิงประเภทต่าง ๆ ประจำที่สถานีดับเพลิงแต่ละสถานี เพื่อให้สถานีดับเพลิงแต่ละแห่งจัดเตรียมเจ้าหน้าที่ดับเพลิงได้อย่างน้อย 6 คนต่อทีมงานดับเพลิง 1 ทีมงาน ได้ตลอดเวลา

นอกจากนี้ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ยังมีการประสานงานกับหน่วยงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยในท้องถิ่น ซึ่งมีรถดับเพลิงและรถบรรทุกน้ำดับเพลิงเพิ่มเติมนอกเหนือจากที่จัดเตรียมโดย บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และมีการจัดการฝึกซ้อมตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินรวมถึงเหตุการณ์เพลิงไหม้ร่วมกันเป็นประจำ เพื่อให้หน่วยงานของบริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และหน่วยงานท้องถิ่นสามารถประสานงานและทำงานร่วมกันอย่างมีประสิทธิภาพในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน และรถดับเพลิงของโครงการฯ หรือหน่วยงานท้องถิ่น สามารถเข้าถึงพื้นที่เกิดเหตุได้ภายในเวลา 30 นาที



รูปที่ 2-165 สถานีดับเพลิงของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ในแปลง S1

ตารางที่ 2-72 รถดับเพลิงและรถน้ำประจำสถานีดับเพลิงหลักของ ปตท.สผ. ในแปลง S1

ลำดับที่	รถดับเพลิง/รถน้ำ/ รถบรรทุกโฟม	เครื่องสูบน้ำดับเพลิงประจำรถ		ระบบโฟมดับเพลิง	ปริมาตรถังเก็บน้ำดับเพลิง[1/] (ลิตร)	ปริมาตรโฟมดับเพลิงเข้มข้น[2/] (ลิตร)
		ยี่ห้อ	ขนาด (แกลลอนต่อนาที)			
สถานีผลิตลานกระบือ						
1	VOLVO Fire Truck	ROSENBAUER R600	1,250	มี	3,000	2,000
2	VOLVO Fire Water Truck	ROSENBAUER N25	700	-	12,000	-
3	TOYOTA Fire Truck	AJAX FP 8/8-2-H	210	มี	400	-
4	TOYOTA Fire Truck	AJAX FP 8/8-2-H	210	มี	400	-
5	Foam Trailer	-	-	-	-	1,800
6	Foam Trailer	-	-	-	-	1,800
7	Foam Trailer	-	-	-	-	1,800
สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)						
8	VOLVO Fire Truck	ROSENBAUER N35	1,000	มี	8,000	1,000
9	VOLVO Fire Water Truck	ROSENBAUER N25	700	-	12,000	-

หมายเหตุ: 1/ ปริมาณน้ำดับเพลิงของรถดับเพลิงและรถน้ำ เป็นน้ำที่รถดับเพลิงและรถน้ำบรรทุกมาจากสถานีดับเพลิงหลักของ บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ทั้ง 2 แห่ง

2/ ปริมาณโฟมดับเพลิงเข้มข้นของรถดับเพลิงและรถบรรทุกโฟม เป็นโฟมดับเพลิงที่รถดับเพลิงและรถบรรทุกโฟม บรรทุกมาจากสถานีดับเพลิงหลักของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ทั้ง 2 แห่ง

2.9.2.2(2) ระบบดับเพลิงประจำฐานหลุมผลิตในแต่ละระยะ

นอกเหนือจากระบบดับเพลิงในภาพรวมของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ซึ่งเป็นหน่วยงานดับเพลิงหลัก สำหรับการทำงานในทุกระยะของโครงการฯ ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่แปลง S1 ดังที่กล่าวข้างต้นแล้ว โครงการฯ จะจัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงให้มีความพร้อมในการนำไปใช้งานอย่างเหมาะสม โดยพิจารณาเลือกรายการอุปกรณ์พื้นฐานร่วมกับผลการประเมินความเสี่ยงตามลักษณะกิจกรรมของแต่ละพื้นที่และกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น กฎกระทรวงสถานที่เก็บรักษาน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2551 สำหรับพื้นที่ซึ่งมีกลุ่มอุปกรณ์การผลิต กฎกระทรวงคลังน้ำมัน พ.ศ. 2556 สำหรับพื้นที่ซึ่งมีการกักเก็บน้ำมันเกิน 500,000 ลิตร ขึ้นไป เป็นต้น โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้พนักงานประจำฐานหลุมผลิตดับเพลิงเบื้องต้นในขอบเขตที่พนักงานมีความสามารถทำได้ ก่อนที่หน่วยงานดับเพลิงหลักของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะเข้าถึงพื้นที่ โดยรายละเอียดมีดังนี้

1) ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต

กิจกรรมในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต ประกอบด้วย การปรับถมและบดอัดพื้นที่ฐานหลุมผลิตและถนนทางเข้าฐานหลุมผลิต การก่อสร้างฐานคอนกรีต และการก่อสร้างบ่อคอนกรีต ซึ่งมีระยะเวลาดำเนินงานประมาณ 1-6 เดือน ขึ้นกับลักษณะกิจกรรมและขนาดพื้นที่ดำเนินการ โดยทางโครงการฯ จะจัดเตรียมเครื่องดับเพลิงแบบเคลื่อนย้ายได้ไว้ประจำฐานหลุมผลิต ได้แก่ ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ถัง

นอกจากนี้โครงการฯ จะมีการประเมินความเสี่ยงในการทำงาน (Job Safety Analysis) และใช้ระบบใบอนุญาตทำงาน (Work Permit) ซึ่งจะมีการระบุอุปกรณ์ความปลอดภัยที่จำเป็นเพิ่มเติม เช่น งานเชื่อมโลหะ ซึ่งเป็น

งานที่ก่อให้เกิดประกายไฟ โครงการฯ จะกำหนดให้จัดเตรียมเครื่องดับเพลิงแบบเคลื่อนย้ายได้ประจำบริเวณพื้นที่ทำงานในขณะที่ทำงานดังกล่าว เป็นต้น

2) ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

กิจกรรมในระยะเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม ได้แก่ การติดตั้งแท่นเจาะ การเปิดหลุมเจาะ การเจาะหลุมช่วงบน ช่วงกลาง และช่วงล่างที่ผ่านแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม การหยั่งธรณีหลุมเจาะ และการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะออกจากพื้นที่ ซึ่งมีระยะเวลาดำเนินงานประมาณ 15 วันต่อหลุม

ระบบดับเพลิงประจำฐานหลุมผลิตในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมเป็นระบบที่มาพร้อมกับแท่นเจาะซึ่งมีประเภทและขนาดของอุปกรณ์ที่เหมาะสมกับกิจกรรมการเจาะ ประกอบด้วย ระบบสัญญาณเตือนภัย ระบบตรวจสอบก๊าซรั่วไหล และอุปกรณ์ดับเพลิงต่าง ๆ โดยอุปกรณ์ดับเพลิงจะติดตั้งไว้ในพื้นที่ปฏิบัติการที่มีความเสี่ยงในการเกิดไฟไหม้ ได้แก่ บนแท่นเจาะ หน่วยโคลนเจาะ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า พื้นที่สำนักงาน และที่พักอาศัย โดยมีอุปกรณ์ดับเพลิงประเภทต่าง ๆ ตามขนาดและประเภทของแท่นเจาะ ดังตัวอย่างรายการอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานประกอบด้วย

- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 5 ปอนด์ (2.26 กิโลกรัม) จำนวน 33 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวน 24 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 100 ปอนด์ (45.35 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวน 6 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม ขนาด 9 ลิตร จำนวน 7 ถัง
- เครื่องมือตรวจจับก๊าซไฮโดรคาร์บอน จำนวน 1 ชุด
- เครื่องสูบน้ำดับเพลิง ขนาด 50 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง จำนวน 1 ชุด
- สายฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 2 ชุด
- ถังเก็บน้ำดับเพลิง ขนาดอย่างน้อย 12.60 x 3.12 x 2.65 เมตร (หรือประมาณ 104 ลูกบาศก์เมตร) จำนวน 1 ถัง

หมายเหตุ: การติดตั้งอุปกรณ์ดับเพลิงของแท่นเจาะ จะเป็นไปตามที่แจ้งแผนการดำเนินงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

บริษัทฯ มีการกำหนดข้อกำหนดด้านความปลอดภัยที่ระบุถึงระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย ในการจ้างบริษัทรับเหมาเจาะหลุมปิโตรเลียม เพื่อให้มั่นใจได้ว่าผู้รับเหมาจะจัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงไว้อย่างเพียงพอและเหมาะสม ทั้งนี้ โครงการฯ จัดให้มีรถสูบน้ำ (Vacuum tank)/รถบรรทุกน้ำ จำนวน 1 คัน ประจำฐานหลุมผลิต เพื่อเป็นส่วนเสริมนอกเหนือจากรถดับเพลิงและรถบรรทุกน้ำดับเพลิงของสถานีดับเพลิงหลักของ ปตท.สผ.สยาม และหน่วยงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยในท้องถิ่น

3) ระยะทดสอบหลุม และระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

ในระยะทดสอบหลุมและระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต โครงการฯ จะมีการติดตั้งระบบการผลิต ถังกักเก็บ รวมถึงมีกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและการกักเก็บปิโตรเลียมในถังเก็บซึ่งตั้งอยู่ในฐานหลุมผลิตเป็นการชั่วคราว ก่อนขนถ่ายไปยังสถานีผลิต สถานีผลิตย่อย หรือคลังน้ำมันดิบบึงพระโดยรถบรรทุก

โครงการฯ ได้จัดให้มีอุปกรณ์และระบบดับเพลิงจำแนกตามประเภทอุปกรณ์การผลิต ถังแยกสถานะ ถังกักเก็บน้ำจากกระบวนการผลิต และถังกักเก็บน้ำมันดิบ โดยสถานีผลิตย่อย เช่น สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)[1/] และสถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A)[2/] ซึ่งเป็นฐานที่มีการผลิตปิโตรเลียม และรับปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตในบริเวณใกล้เคียง ทั้งทางท่อลำเลียงปิโตรเลียมหรือรถบรรทุก มีการติดตั้งระบบการผลิต (แบบแยก ก๊าซ น้ำจากกระบวนการผลิต และน้ำมันดิบ) และมีถังกับเก็บ 3 ประเภท ได้แก่ ถังแยกสถานะ ถังกับเก็บน้ำจากกระบวนการผลิต และถังกักเก็บน้ำมันดิบซึ่งมีการกักเก็บน้ำมันเกิน 500,000 ลิตรขึ้นไป จัดเป็นประเภทคลังน้ำมันตาม *กฎกระทรวงคลังน้ำมัน พ.ศ. 2556* จึงจัดให้มีระบบน้ำดับเพลิงและโฟมดับเพลิง รวมถึงอุปกรณ์ดับเพลิงของสถานีผลิตย่อย เป็นไปตามข้อกำหนดในการป้องกันและระงับอัคคีภัยคลังน้ำมัน ของกฎกระทรวงดังกล่าว หรือประกาศที่เกี่ยวข้อง ส่วนฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง มีการติดตั้งระบบการผลิตปิโตรเลียม แบบแยก 2 สถานะ (ก๊าซ และของเหลว) และติดตั้งถังแยกสถานะเท่านั้น จึงจัดเป็นกลุ่มอุปกรณ์การผลิต และไม่ได้จัดเป็นสถานที่เก็บรักษาน้ำมัน[3/] ตามข้อกำหนดใน*กฎกระทรวงสถานที่เก็บรักษาน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2551* อุปกรณ์ดับเพลิงในระยะทดสอบหลุมและระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต จึงได้ติดตั้งให้เพียงพอสำหรับดับเพลิงในเบื้องต้น ในจุดต่าง ๆ ที่สำคัญในระบบการผลิตและระบบควบคุมการผลิต เพื่อให้พนักงานประจำฐานใช้สำหรับการดับเพลิงเบื้องต้น ก่อนที่หน่วยงานดับเพลิงหลักของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และ/หรือ หน่วยงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยในท้องถิ่น จะเข้าถึงพื้นที่ต่อไป ซึ่งมีรายการอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานของฐานหลุมผลิตแต่ละแห่ง ดังนี้

1. สถานีผลิตย่อย

1.1 สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)

- ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 10 ปอนด์ (4.5 กิโลกรัม) จำนวน 8 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.85 กิโลกรัม) จำนวน 26 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 50 กิโลกรัม จำนวน 4 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม AFFF ขนาด 100 ลิตร จำนวน 2 ถัง
- ระบบน้ำดับเพลิงสำหรับฉีดหล่อเย็นรอบถัง (Deluge System) และโฟมดับเพลิงสำหรับฉีดเข้าถังกักเก็บน้ำมันดิบตามจำนวนถัง
- ระบบน้ำดับเพลิงสำหรับฉีดหล่อเย็นแบบ Fixed Fire Water Monitor จำนวน 3 ชุด

[1/] สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) มีถังเก็บน้ำมันดิบขนาดใหญ่ที่สุด ซึ่งเป็นกรณีเลวร้ายที่สุดของเหตุการณ์เพลิงไหม้บริเวณถังเก็บน้ำมันดิบ

[2/] สถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A) มีขนาดถังกักเก็บน้ำมันดิบ ใกล้เคียงกับถังแยกสถานะที่ติดตั้งในฐานหลุมผลิต ซึ่งใช้อ้างอิงถึงปริมาณสำรองน้ำดับเพลิงและโฟมดับเพลิง ที่หน่วยงานดับเพลิงหลักของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จัดเตรียมไว้เพื่อระงับเหตุเพลิงไหม้ที่ฐานหลุมผลิตต่าง ๆ

[3/] สถานที่เก็บน้ำมัน" หมายถึง สถานที่ที่ใช้ในการเก็บน้ำมันเชื้อเพลิง ที่มีปริมาณไม่เกิน 500,000 ลิตร

- ระบบโฟมดับเพลิง สำหรับฉีดเข้าถังโดยตรง และฉีดเฉพาะจุด 4 ชุด และรถดับเพลิงขนาดความจุ 1,000 ลิตร
- เครื่องสูบน้ำดับเพลิงขนาด 899 แกลลอนต่อนาที หรือ 204 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง จำนวน 3 ชุด
- สายฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 17 ชุด

1.2 สถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A)

- ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 10 ปอนด์ (4.5 กิโลกรัม) จำนวน 7 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.85 กิโลกรัม) จำนวน 13 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 50 กิโลกรัม จำนวน 4 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม AFFF ขนาด 100 ลิตร จำนวน 2 ถัง
- ระบบน้ำดับเพลิงสำหรับฉีดหล่อเย็นรอบถัง (Deluge System) และโฟมดับเพลิงสำหรับฉีดเข้าถังกักเก็บน้ำมันดิบตามจำนวนถัง
- ระบบน้ำดับเพลิงสำหรับฉีดหล่อเย็นแบบ Fixed Fire Water Monitor จำนวน 3 ชุด
- ระบบโฟมดับเพลิง สำหรับฉีดเข้าถังโดยตรง จำนวน 8 ชุด และแบบฉีดเฉพาะจุด จำนวน 2 ชุด
- เครื่องสูบน้ำดับเพลิงขนาด 1,842 แกลลอนต่อนาที หรือ 418 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง จำนวน 3 ชุด
- สายฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 4 ชุด

2. ฐานหลุมผลิต (ฐานที่ติดตั้งอุปกรณ์การผลิต)

- ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 10 ปอนด์ (4.5 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.85 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง

3. ฐานหลุมผลิต (ฐานที่ติดตั้งอุปกรณ์ทดสอบหลุม)

- ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 10 ปอนด์ (4.5 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 20 ปอนด์ (9.0 กิโลกรัม) จำนวน 7 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 50 กิโลกรัม จำนวน 2 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม AFFF ขนาด 90 ลิตร จำนวน 2 ถัง

ทั้งนี้ ในระยะนี้โครงการฯ จะจัดเตรียมน้ำดับเพลิงไว้ในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ เพื่อใช้เป็นน้ำสำรองสำหรับการดับเพลิง และเพื่อเป็นส่วนเสริมนอกเหนือจากรถดับเพลิงและรถบรรทุกน้ำดับเพลิงของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และหน่วยงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยในท้องถิ่น

4) ระยะก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม

กิจกรรมในการก่อสร้างและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ประกอบด้วย การก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อและการติดตั้งท่อ ซึ่งมีระยะเวลาดำเนินงานประมาณ 75 วัน สำหรับแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) และฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) ที่จะก่อสร้างใหม่ และประมาณ 318 วัน สำหรับแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) ที่มีการติดตั้งท่อเพิ่มเติมในแนวการวางท่อเดิม โดยทางโครงการฯ จะจัดเตรียมเครื่องดับเพลิงแบบเคลื่อนย้ายได้ไว้ประจำฐานหลุมผลิต ได้แก่ ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ถัง

ทั้งนี้ โครงการฯ มีการประเมินความเสี่ยงในการทำงาน (Job Safety Analysis) มีการระบุอุปกรณ์ความปลอดภัยที่จำเป็นเพิ่มเติม เช่น งานเชื่อมโลหะ ซึ่งเป็นงานที่ก่อให้เกิดประกายไฟ โครงการฯ จะกำหนดให้จัดเตรียมเครื่องดับเพลิงแบบเคลื่อนย้ายได้ประจำบริเวณพื้นที่ทำงานในขณะที่ทำงานดังกล่าว เป็นต้น

5) ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ในการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม ภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิตจะมีเพียงวาล์วหัวบ่อ (Christmas Tree) และระบบท่อเท่านั้น และจะไม่มีระบบการผลิตและถังกักเก็บปิโตรเลียมติดตั้งในพื้นที่ฐานหลุมผลิต ดังนั้น อุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานในระยะนี้จึงประกอบด้วย เครื่องดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 10 ปอนด์ (4.5 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง รวมทั้งจัดเตรียมน้ำดับเพลิงไว้ในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ เพื่อใช้เป็นน้ำสำรองสำหรับการดับเพลิง และเพื่อเป็นส่วนเสริมนอกเหนือจากรถดับเพลิงและรถบรรทุกน้ำดับเพลิงของสถานีดับเพลิงหลักของ ปตท.สผ.สยาม

6) ระยะปิดหลุม/สละหลุม

การปิดหลุมชั่วคราว (Well Suspension) และการยกเลิก/สละหลุมปิโตรเลียม (Well Abandonment) จะดำเนินการตามเทคโนโลยีและมาตรฐานทางวิศวกรรมของ ปตท.สผ. (Drilling Standard, Procedures and Guidelines) และแนวทางการปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้อง สำหรับระบบดับเพลิงประจำฐานหลุมผลิตในระยะปิดหลุม/สละหลุมเป็นระบบที่มาพร้อมกับแท่นเจาะเช่นเดียวกับระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม ซึ่งมีประเภทและขนาดของอุปกรณ์ที่เหมาะสมกับกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการปิดหลุมชั่วคราว และการยกเลิก/สละหลุมปิโตรเลียม ประกอบด้วย ระบบสัญญาณเตือนภัย ระบบตรวจสอบก๊าซรั่วไหล และอุปกรณ์ดับเพลิงต่าง ๆ โดยอุปกรณ์ดับเพลิงจะติดตั้งไว้ในพื้นที่ปฏิบัติการที่มีความเสี่ยงในการเกิดไฟไหม้ ซึ่งจะแตกต่างกันตามขนาดและประเภทของแท่นเจาะที่ใช้สำหรับการปิดหลุม/สละหลุม โดยรายการอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานในระยะนี้ ประกอบด้วย

- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 5 ปอนด์ (2.26 กิโลกรัม) จำนวน 33 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวน 24 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 100 ปอนด์ (45.35 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวน 6 ถัง
- ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม ขนาด 9 ลิตร จำนวน 7 ถัง
- เครื่องมือตรวจจับก๊าซไฮโดรคาร์บอน จำนวน 1 ชุด

- เครื่องสูบน้ำดับเพลิง ขนาด 50 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง จำนวน 1 ชุด
- สายฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 2 ชุด
- ถังเก็บน้ำดับเพลิง ขนาดอย่างน้อย 12.60 x 3.12 x 2.65 เมตร (หรือประมาณ 104 ลูกบาศก์เมตร) จำนวน 1 ถัง
- รถสูบน้ำ (Vacuum truck) / รถบรรทุกน้ำ จำนวน 1 คัน

อย่างไรก็ตาม กรณีที่การปิดและสละหลุมไม่ได้ใช้แท่นเจาะในการทำงานแต่เป็นการทำงานผ่านอุปกรณ์ workover ทางโครงการฯ จะจัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงประเภทสารเคมีดับเพลิง ประมาณ 10 ถัง ไว้ในพื้นที่ปฏิบัติงาน

สรุปจำนวนพนักงานที่ปฏิบัติงาน ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน และรายละเอียดอุปกรณ์ดับเพลิงประจำฐานหลุมผลิตในแต่ละระยะของการดำเนินโครงการฯ แสดงดัง**ตารางที่ 2-73**

ตารางที่ 2-73 จำนวนพนักงานที่ปฏิบัติงาน ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน และรายละเอียดอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานประจำฐานหลุมผลิตในแต่ละระยะของโครงการฯ

กิจกรรมของโครงการฯ	ดำเนินการโดย	จำนวนพนักงานสูงสุด (คน/วัน)	จำนวนวันทำงาน (วัน)	ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน	รายละเอียดอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานประจำฐานหลุมผลิต[1/]
ระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต (ฐานหลุมผลิต 1 แห่ง)	ผู้รับเหมาก่อสร้าง	70	27-173	เต็นท์หรือตู้คอนเทนเนอร์ที่พักชั่วคราวในช่วงเวลาทำงานของบริษัทผู้รับเหมา[2/]	1. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ถัง
ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม (การเจาะหลุมผลิต การหยั่งธรณีหลุมเจาะ และการเตรียมหลุมผลิต) (ฐานหลุมผลิต 1 แห่ง)	ผู้รับเหมาเจาะหลุมปิโตรเลียม	100	15	ตู้คอนเทนเนอร์ ของบริษัทผู้รับเหมา	1. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 5 ปอนด์ (2.26 กิโลกรัม) จำนวน 33 ถัง 2. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวน 24 ถัง 3. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 100 ปอนด์ (45.35 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง 4. ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวน 6 ถัง 5. ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม ขนาด 9 ลิตร จำนวน 7 ถัง 6. เครื่องมือตรวจจับก๊าซไฮโดรคาร์บอน จำนวน 1 ชุด 7. เครื่องสูบน้ำดับเพลิง ขนาด 50 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง จำนวน 1 ชุด 8. สายฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 2 ชุด 9. ถังเก็บน้ำดับเพลิง ขนาดอย่างน้อย 12.60 x 3.12 x 2.65 เมตร (หรือประมาณ 104 ลูกบาศก์เมตร) จำนวน 1 ถัง 10. รถสูบน้ำ (Vacuum truck) / รถบรรทุกน้ำ จำนวน 1 คัน *หมายเหตุ: การติดตั้งอุปกรณ์ดับเพลิงของแท่นเจาะ ให้เป็นไปตามที่แจ้งแผนการดำเนินงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ*
ระยะทดสอบหลุม (ฐานหลุมผลิต 1 แห่ง)	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด	5	15-30	ป้อมยามในพื้นที่ฐานหลุมผลิต และตู้คอนเทนเนอร์	1. ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 10 ปอนด์ (4.5 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง 2. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 20 ปอนด์ (9.0 กิโลกรัม) จำนวน 7 ถัง 3. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 50 กิโลกรัม จำนวน 2 ถัง 4. ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม AFFF ขนาด 90 ลิตร จำนวน 2 ถัง

ตารางที่ 2-73 จำนวนพนักงานที่ปฏิบัติงาน ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน และรายละเอียดอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานประจำฐานหลุมผลิตในแต่ละระยะของโครงการฯ

กิจกรรมของโครงการฯ	ดำเนินการโดย	จำนวนพนักงานสูงสุด (คน/วัน)	จำนวนวันทำงาน (วัน)	ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน	รายละเอียดอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานประจำฐานหลุมผลิต[1/]
ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต (ฐานหลุมผลิต 1 แห่ง)	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	5	-	ป้อมยามในพื้นที่ฐานหลุมผลิต และตู้คอนเทนเนอร์	1. ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 10 ปอนด์ (4.5 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง 2. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.85 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง
ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต - สถานีผลิตย่อย (ฐานหลุมผลิต NTM-A, STN-A)	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	9	-	ป้อมยามในพื้นที่ฐานหลุมผลิต และตู้คอนเทนเนอร์	<u>สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)</u> 1. ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 10 ปอนด์ (4.5 กิโลกรัม) จำนวน 8 ถัง 2. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.85 กิโลกรัม) จำนวน 26 ถัง 3. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 50 กิโลกรัม จำนวน 4 ถัง 4. ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม AFFF ขนาด 100 ลิตร จำนวน 2 ถัง 5. ระบบน้ำดับเพลิงสำหรับฉีดหล่อเย็นรอบถัง (Deluge System) และโฟมดับเพลิงสำหรับฉีดเข้าถังกักเก็บน้ำมันดิบ ตามจำนวนถัง 6. ระบบน้ำดับเพลิงสำหรับฉีดหล่อเย็นแบบ Fixed Fire Water Monitor จำนวน 3 ชุด 7. ระบบโฟมดับเพลิง สำหรับฉีดเข้าถังโดยตรง และฉีดเฉพาะจุด 4 ชุด และรถดับเพลิงขนาดความจุ 1,000 ลิตร 8. เครื่องสูบน้ำดับเพลิงขนาด 899 แกลลอนต่อนาที หรือ 204 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง จำนวน 3 ชุด 9. สายฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 17 ชุด

ตารางที่ 2-73 จำนวนพนักงานที่ปฏิบัติงาน ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน และรายละเอียดอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานประจำฐานหลุมผลิตในแต่ละระยะของโครงการฯ

กิจกรรมของโครงการฯ	ดำเนินการโดย	จำนวนพนักงานสูงสุด (คน/วัน)	จำนวนวันทำงาน (วัน)	ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน	รายละเอียดอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานประจำฐานหลุมผลิต[1/]
ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต - สถานีผลิตย่อย (ฐานหลุมผลิต NTM-A, STN-A) (ต่อ)					<u>สถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A)</u> 1. ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 10 ปอนด์ (4.5 กิโลกรัม) จำนวน 7 ถัง 2. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.85 กิโลกรัม) จำนวน 13 ถัง 3. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 50 กิโลกรัม จำนวน 4 ถัง 4. ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม AFFF ขนาด 100 ลิตร จำนวน 2 ถัง 5. ระบบน้ำดับเพลิงสำหรับฉีดหล่อเย็นรอบถัง (Deluge System) และโฟมดับเพลิงสำหรับฉีดเข้าถังกักเก็บน้ำมันดิบ ตามจำนวนถัง 6. ระบบน้ำดับเพลิงสำหรับฉีดหล่อเย็นแบบ Fixed Fire Water Monitor จำนวน 3 ชุด 7. ระบบโฟมดับเพลิง สำหรับฉีดเข้าถังโดยตรง จำนวน 8 ชุด และแบบฉีดเฉพาะจุด จำนวน 2 ชุด 8. เครื่องสูบน้ำดับเพลิงขนาด 1,842 แกลลอนต่อนาที หรือ 418 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง จำนวน 3 ชุด 9. สายฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 4 ชุด
ระยะก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ผู้รับเหมาก่อสร้างแนวท่อฯ	40	75-318	เต็นท์ที่พักชั่วคราวในช่วงเวลาทำงานของบริษัทผู้รับเหมา[2/]	1. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ถัง

ตารางที่ 2-73 จำนวนพนักงานที่ปฏิบัติงาน ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน และรายละเอียดอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานประจำฐานหลุมผลิตในแต่ละระยะของโครงการฯ

กิจกรรมของโครงการฯ	ดำเนินการโดย	จำนวนพนักงานสูงสุด (คน/วัน)	จำนวนวันทำงาน (วัน)	ที่พักอาศัยในระหว่างการปฏิบัติงาน	รายละเอียดอุปกรณ์ดับเพลิงพื้นฐานประจำฐานหลุมผลิต[1/]
ระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	-[3/]	-	ป้อมยามในพื้นที่ฐานหลุมผลิต	1. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวนไม่น้อยกว่า 2 ถัง
ระยะปิดหลุม/สละหลุม[4/] (ฐานหลุมผลิต 1 แห่ง)	ผู้รับเหมาในการปิดหลุมและสละหลุม	15	5	ตู้คอนเทนเนอร์ ของบริษัทผู้รับเหมา	1. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 5 ปอนด์ (2.26 กิโลกรัม) จำนวน 33 ถัง 2. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวน 24 ถัง 3. ถังดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง ABC ขนาด 100 ปอนด์ (45.35 กิโลกรัม) จำนวน 2 ถัง 4. ถังดับเพลิงชนิดคาร์บอนไดออกไซด์ ขนาด 15 ปอนด์ (6.8 กิโลกรัม) จำนวน 6 ถัง 5. ถังดับเพลิงชนิดสารละลายโฟม ขนาด 9 ลิตร จำนวน 7 ถัง 6. เครื่องมือตรวจจับก๊าซไฮโดรคาร์บอน จำนวน 1 ชุด 7. เครื่องสูบน้ำดับเพลิง ขนาด 50 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง จำนวน 1 ชุด 8. สายฉีดน้ำดับเพลิง จำนวน 2 ชุด 9. ถังเก็บน้ำดับเพลิง ขนาดอย่างน้อย 12.60 x 3.12 x 2.65 เมตร (หรือประมาณ 104 ลูกบาศก์เมตร) จำนวน 1 ถัง 10. รถสูบน้ำ (Vacuum truck) / รถบรรทุกน้ำ จำนวน 1 คัน

หมายเหตุ :
1/ โครงการฯ จัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงให้มีความพร้อมในการนำไปใช้งานอย่างเหมาะสม โดยพิจารณาเลือกรายการอุปกรณ์พื้นฐานร่วมกับผลการประเมินความเสี่ยงตามลักษณะกิจกรรมของแต่ละพื้นที่และกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น กฎกระทรวงสถานที่เก็บรักษาน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2551 สำหรับพื้นที่ซึ่งมีกลุ่มอุปกรณ์การผลิต กฎกระทรวงคลังน้ำมัน พ.ศ. 2556 สำหรับพื้นที่ซึ่งมีการกักเก็บน้ำมันเกิน 500,000 ลิตรขึ้นไป เป็นต้น
2/ ไม่มีการค้างคืนที่บริเวณพื้นที่ก่อสร้างและบริเวณฐานหลุมผลิต
3/ ไม่มีพนักงานประจำอยู่ที่ฐานหลุมผลิตในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม (ในช่วงกิจกรรมการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม)
4/ กรณีที่การปิดและสละหลุมไม่ได้ใช้แท่นเจาะในการทำงานแต่เป็นการทำงานผ่านอุปกรณ์ workover ทางโครงการฯ จะจัดเตรียมอุปกรณ์ดับเพลิงประเภทสารเคมีดับเพลิง ประมาณ 10 ถัง ไว้ในพื้นที่ปฏิบัติงาน

2.9.2.3 การประเมินความเพียงพอของระบบดับเพลิงในภาพรวมของ ปตท.สผ. ในแปลง S1

การประเมินความเพียงพอของปริมาณน้ำที่ใช้ในระบบน้ำดับเพลิงของ ปตท.สผ. ในแปลง S1 และ L22/43 ได้ประเมินกรณีเลวร้ายที่สุด คือ เกิดเหตุการณ์ไฟไหม้ถังเก็บน้ำมันดิบในระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต ซึ่งที่สถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A เป็นถังบนดินแบบหลังคาติดตายที่มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3.5 เมตร และสูง 7.5 เมตร และถังเก็บน้ำมันดิบขนาดใหญ่ที่สุดซึ่งติดตั้งที่สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 เมตร สูง 8 เมตร โดยในการประเมินความเพียงพอของระบบจ่ายน้ำดับเพลิงได้อ้างอิงเกณฑ์ที่กำหนดไว้ใน*กฎกระทรวงคลังน้ำมัน พ.ศ. 2556* ซึ่งพิจารณาระบบจ่ายน้ำดับเพลิงในการระงับอัคคีภัย เพื่อการใช้งานต่อไปนี้

- ปริมาณน้ำ เพื่อใช้ในการผสมสารละลายโฟมเพื่อฉีดเข้าถังเก็บน้ำมันดิบและเพื่อฉีดเลี้ยงเฉพาะจุด เพื่อใช้เป็นน้ำหล่อเย็น และเพื่อเป็นน้ำดับเพลิงสนับสนุนอื่น ๆ
- ปริมาณสารละลายโฟมดับเพลิงเข้มข้น เพื่อผสมสารละลายโฟมเพื่อใช้ในการฉีดเข้าถังเก็บน้ำมันดิบและเพื่อฉีดเลี้ยงเฉพาะจุด

โดยการประเมินดังกล่าว อ้างอิงเกณฑ์ตามที่กำหนดใน*กฎกระทรวงคลังน้ำมัน พ.ศ. 2556* โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) การประเมินความพอเพียงของปริมาณน้ำดับเพลิง

ปริมาณน้ำที่จำเป็นสำหรับการดับเพลิงบริเวณถังเก็บน้ำมันดิบ พิจารณาปริมาณเพื่อการใช้งานต่อไปนี้

- น้ำที่ใช้ผสมสารละลายโฟมเพื่อฉีดเข้าถังเก็บน้ำมันดิบ
- น้ำที่ใช้ผสมสารละลายโฟมเพื่อฉีดเสริมเฉพาะจุด
- น้ำหล่อเย็น
- น้ำดับเพลิงอื่น ๆ เพื่อสนับสนุนการดับเพลิงด้วยสารละลายโฟมและการหล่อเย็น

เมื่อคำนวณปริมาณน้ำที่จำเป็นสำหรับการดำเนินงานดังกล่าว พบว่า โครงการฯ ต้องจัดเตรียมปริมาณน้ำของสถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A) อย่างน้อย 82,090 ลิตร หรือ 82 ลูกบาศก์เมตร และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) อย่างน้อย 147,383 ลิตร หรือ 147 ลูกบาศก์เมตร เพื่อให้เพียงพอต่อการใช้งาน (แสดงดัง**ตารางที่ 2-74** และ**ตารางที่ 2-75**) โดยสถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A) ได้สำรองปริมาณน้ำดับเพลิงนี้ไว้ที่บ่อน้ำดับเพลิง ขนาด 48 x 18 x 5.5 เมตร สามารถเก็บน้ำได้ประมาณ 2,400 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งปริมาณน้ำดับเพลิงคิดเป็นร้อยละ 3.42 ของปริมาตรการกักเก็บน้ำในบ่อ และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) ได้สำรองปริมาณน้ำดับเพลิงที่บ่อขนาด 30 x 30 x 1.8 เมตร สามารถเก็บน้ำได้ประมาณ 1,000 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งปริมาณน้ำดับเพลิงคิดเป็นร้อยละ 14.7 ของปริมาตรการกักเก็บน้ำในบ่อ

ส่วนฐานหลุมผลิตในพื้นที่แปลง S1 มีบ่อคอนกรีตเก็บน้ำขนาด 190 ลูกบาศก์เมตร ขึ้นไป ซึ่งจะมีน้ำสำรองในบ่ออย่างน้อย 142.5 ลูกบาศก์เมตร โดยเพียงพอต่อการใช้ในการดับเพลิงที่ 82 ลูกบาศก์เมตร (พิจารณาปริมาณการใช้น้ำในการดับเพลิงของถังแยกสถานะ โดยเทียบเคียงกับถังกักเก็บน้ำมันดิบของสถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A) ซึ่งมีขนาดถังกักเก็บใกล้เคียงกัน) นอกจากนี้ โครงการฯ จะประสานกับองค์การบริหารส่วนตำบล และศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยในพื้นที่สำหรับสนับสนุนน้ำในการดับเพลิง

นอกจากนี้ จะมีรถดับเพลิงและรถน้ำจะบรรทุกมาจากสถานีดับเพลิงหลักทั้ง 2 แห่ง ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด สนับสนุนในการดับเพลิงของสถานีผลิตย่อยและฐานหลุมผลิตของโครงการฯ โดยจะมาพร้อมกับสารละลายโฟมดับเพลิงเข้มข้นปริมาตรรวม 8,400 ลิตร (แสดงดัง**ตารางที่ 2-72**)

ตารางที่ 2-74 ปริมาณน้ำดับเพลิงที่จำเป็นสำหรับการดับเพลิงบริเวณถังเก็บน้ำมันดิบ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3.5 เมตร และสูง 7.5 เมตร ของสถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A)

ประเภทการใช้งาน	อัตราการใช้งาน[1/]	ขนาดพื้นที่ (ตารางเมตร)	ระยะเวลา[1/] (นาที)	ปริมาณน้ำ/สารละลายโฟม[2/] (ลิตร)
สารละลายโฟมเพื่อฉีดเข้าถังเก็บน้ำมันดิบ	4.1 ลิตรต่อนาทีต่อตารางเมตรของพื้นที่หน้าตัดของถัง	9.62	30	1,184 (น้ำ = 1,148 ลิตร โฟมเข้มข้น = 36 ลิตร)
สารละลายโฟมเพื่อฉีดเสริมเฉพาะจุด	189 ลิตรต่อนาที	-	10	1,890 (น้ำ = 1,833 ลิตร โฟมเข้มข้น = 57 ลิตร)
น้ำหล่อเย็น	2 ลิตรต่อนาทีต่อตารางเมตรของพื้นที่ของผนังถังและหลังคาถัง	9.62 + 82.5 = 92.12	120	22,109
น้ำดับเพลิงอื่น ๆ	1,900 ลิตรต่อนาที	-	30	57,000
ปริมาณน้ำรวม				**82,090**

หมายเหตุ: 1/ อัตราการใช้น้ำที่จำเป็นสำหรับการดับเพลิง และเวลาที่ใช้ในการคำนวณ อ้างอิงตาม *กฎกระทรวงคลังน้ำมัน พ.ศ. 2556*
2/ น้ำยาโฟมดับเพลิงใช้ที่ความเข้มข้นของโฟม ร้อยละ 3 : น้ำ ร้อยละ 97

ตารางที่ 2-75 ปริมาณน้ำดับเพลิงที่จำเป็นสำหรับการดับเพลิงบริเวณถังเก็บน้ำมันดิบ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 เมตร และสูง 8 เมตร ของสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)

ประเภทการใช้งาน	อัตราการใช้งาน[1/]	ขนาดพื้นที่ (ตารางเมตร)	ระยะเวลา[1/] (นาที)	ปริมาณน้ำ/สารละลายโฟม[2/] (ลิตร)
สารละลายโฟมเพื่อฉีดเข้าถังเก็บน้ำมันดิบ	4.1 ลิตรต่อนาทีต่อตารางเมตรของพื้นที่หน้าตัดของถัง	78.57	30	9,664 (น้ำ = 9,374 ลิตร โฟมเข้มข้น = 290 ลิตร)
สารละลายโฟมเพื่อฉีดเสริมเฉพาะจุด	189 ลิตรต่อนาที	-	10	1,890 (น้ำ = 1,833 ลิตร โฟมเข้มข้น = 57 ลิตร)
น้ำหล่อเย็น	2 ลิตรต่อนาทีต่อตารางเมตรของพื้นที่ของผนังถังและหลังคาถัง	78.57 + 251.33 = 329.9	120	79,176
น้ำดับเพลิงอื่น ๆ	1,900 ลิตรต่อนาที	-	30	57,000
ปริมาณน้ำรวม				**147,383**

หมายเหตุ: 1/ อัตราการใช้น้ำที่จำเป็นสำหรับการดับเพลิง และเวลาที่ใช้ในการคำนวณ อ้างอิงตาม *กฎกระทรวงคลังน้ำมัน พ.ศ. 2556*
2/ น้ำยาโฟมดับเพลิงใช้ที่ความเข้มข้นของโฟม ร้อยละ 3 : น้ำ ร้อยละ 97

ดังนั้น สรุปได้ว่า บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มีการจัดเตรียมปริมาณน้ำและโฟมดับเพลิงเพื่อใช้ในการดับเพลิงที่อาจเกิดขึ้นบริเวณฐานผลิต (สถานีผลิตย่อย) ภายในแปลง S1 ที่มีถังกักเก็บน้ำมันดิบ ได้อย่างเพียงพอ รวมถึงมีการสำรองปริมาณน้ำใช้เพื่อการดับเพลิงในฐานหลุมผลิตต่าง ๆ ไว้อย่างเพียงพอเช่นกัน

2) การประเมินความพอเพียงของปริมาณโฟมดับเพลิงเข้มข้น

ปริมาณโฟมดับเพลิงเข้มข้นที่จำเป็นสำหรับการดับเพลิงบริเวณถังเก็บน้ำมันดิบ พิจารณาปริมาณเพื่อการใช้งานต่อไปนี้

- โฟมที่ใช้ผสมสารละลายโฟมเพื่อฉีดเข้าถังเก็บน้ำมันดิบ
- โฟมที่ใช้ผสมสารละลายโฟมเพื่อฉีดเสริมเฉพาะจุด

เมื่อพิจารณาความเข้มข้นของสารละลายโฟมที่ใช้ในการดับเพลิงเท่ากับร้อยละ 3 โดยปริมาตร พบว่า บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะต้องมีปริมาณโฟมเข้มข้นที่จำเป็นสำหรับการดับเพลิงอย่างน้อย 186 ลิตร สำหรับสถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A) และ 694 ลิตร สำหรับสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) (แสดงดัง **ตารางที่ 2-76** และ**ตารางที่ 2-77** ตามลำดับ) หรือเท่ากับร้อยละ 2.2 และ ร้อยละ 2.9 ของปริมาณโฟมเข้มข้น 8,400 ลิตร (อ้างถึง**ตารางที่ 2-72**) ที่ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จัดเตรียมไว้ในพื้นที่ประจำสถานีดับเพลิงหลักทั้ง 2 แห่ง

ดังนั้น สรุปได้ว่า บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มีการจัดเตรียมปริมาณโฟมเข้มข้นเพื่อใช้ในการดับเพลิงที่อาจเกิดขึ้นบริเวณสถานีผลิตย่อยและฐานหลุมผลิตภายในแปลง S1 และ L22/43 ได้อย่างเพียงพอ

ตารางที่ 2-76 ปริมาณโฟมเข้มข้นที่จำเป็นสำหรับการดับเพลิงถังเก็บน้ำมันดิบขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3.5 เมตร และสูง 7.5 เมตร ของสถานีผลิตย่อยเสาเถียร-เอ (STN-A)

ประเภทการใช้งาน	ปริมาณน้ำ/สารละลายโฟม[1/] (ลิตร)	ความเข้มข้นของสารละลายโฟม (ร้อยละโดยปริมาตร)	ปริมาณโฟมเข้มข้น (ลิตร)
สารละลายโฟมเพื่อฉีดเข้าถังเก็บน้ำมันดิบ	1,184	3	36
สารละลายโฟมเพื่อฉีดเสริมเฉพาะจุด	1,890	3	57
ปริมาณโฟมเข้มข้นที่จำเป็น			93
ปริมาณสำรอง (1 เท่า)			93
ปริมาณโฟมเข้มข้นที่จำเป็นรวม			**186**

หมายเหตุ: 1/ ปริมาณสารละลายโฟมที่จำเป็น เท่ากับปริมาณน้ำที่จำเป็นตามประเภทการใช้งาน ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-74**

ตารางที่ 2-77 ปริมาณโฟมเข้มข้นที่จำเป็นสำหรับการดับเพลิงถังเก็บน้ำมันดิบขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 เมตร และสูง 8 เมตร ของสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)

ประเภทการใช้งาน	ปริมาณน้ำ/สารละลายโฟม[1/] (ลิตร)	ความเข้มข้นของสารละลายโฟม (ร้อยละโดยปริมาตร)	ปริมาณโฟมเข้มข้น (ลิตร)
สารละลายโฟมเพื่อฉีดเข้าถังเก็บน้ำมันดิบ	9,664	3	290
สารละลายโฟมเพื่อฉีดเสริมเฉพาะจุด	1,890	3	57
ปริมาณโฟมเข้มข้นที่จำเป็น			347
ปริมาณสำรอง (1 เท่า)			347
ปริมาณโฟมเข้มข้นที่จำเป็นรวม			**694**

หมายเหตุ: 1/ ปริมาณสารละลายโฟมที่จำเป็น เท่ากับปริมาณน้ำที่จำเป็นตามประเภทการใช้งาน ดังแสดงใน**ตารางที่ 2-75**

2.9.2.4 ระบบดับเพลิงในภาพรวมของศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยที่อยู่ในพื้นที่

ในพื้นที่แปลง S1 มีศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยประจำในพื้นที่แต่ละจังหวัด โดยรายละเอียดอุปกรณ์ในการการระงับเหตุของศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย กองอำนวยการป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัด และหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง มีดังนี้

1) ศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดกำแพงเพชร

องค์ประกอบของโครงการฯ ทั้งในส่วนของฐานหลุมผลิต และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดกำแพงเพชร ซึ่งสามารถขอความช่วยเหลือในกรณีฉุกเฉินจากศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 8 กำแพงเพชร มีระยะห่างจากที่ตั้งโครงการฯ ระหว่าง 43 – 69 กิโลเมตร ใช้ระยะเวลาประมาณ 40 - 60 นาที โดยศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 8 กำแพงเพชร มีรายละเอียดของยานพาหนะและเครื่องมืออุปกรณ์ ดังนี้

- อุปกรณ์ดับเพลิงต่าง ๆ (ถังดับเพลิงชนิดสารเหลวระเหย NON-CFC) จำนวน 2 ถัง
- เครื่องสูบน้ำ จำนวน 11 ชุด
- รถกู้ภัยอเนกประสงค์ จำนวน 1 คัน
- รถกู้ภัยเคลื่อนที่เร็ว จำนวน 1 คัน
- รถยนต์บรรทุกน้ำขนาด 6-10 ล้อ จำนวน 6 คัน
- รถยนต์ผลิตน้ำ จำนวน 3 คัน

2) ศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดพิจิตร

องค์ประกอบของโครงการฯ ทั้งในส่วนของฐานหลุมผลิต และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดพิจิตร ซึ่งสามารถขอความช่วยเหลือในกรณีฉุกเฉินจากศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 8 พิจิตร มีระยะห่างจากที่ตั้งโครงการฯ ระหว่าง 50 - 65 กิโลเมตร ใช้ระยะเวลาประมาณ 53 นาที - 1 ชั่วโมง 12 นาที โดยศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 8 พิจิตร มีรายละเอียดของยานพาหนะและเครื่องมืออุปกรณ์ ดังนี้

- รถกู้ภัยอเนกประสงค์ จำนวน 1 คัน
- รถกู้ภัยเคลื่อนที่เร็ว จำนวน 1 คัน
- รถยนต์บรรทุกน้ำขนาด 6,000 ล้อ จำนวน 1 คัน

3) ศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดพิษณุโลก

องค์ประกอบของโครงการฯ ทั้งในส่วนของฐานหลุมผลิต และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดพิษณุโลก ซึ่งสามารถขอความช่วยเหลือในกรณีฉุกเฉินจากศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 9 พิษณุโลก มีระยะห่างจากที่ตั้งโครงการฯ ระหว่าง 33 – 76.2 กิโลเมตร ใช้ระยะเวลาประมาณ 40 นาที – 1 ชั่วโมง 20 นาที โดยศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 9 พิษณุโลก มีพื้นที่ดูแลครอบคลุมจังหวัดพิษณุโลก สุโขทัย และอุตรดิตถ์ มีรายละเอียดของยานพาหนะและเครื่องมืออุปกรณ์ ดังนี้

- รถบรรทุกน้ำขนาด 10,000 ลิตร จำนวน 4 คัน
- เครื่องสูบน้ำ ขนาด 12 นิ้ว จำนวน 13 ชุด
- รถติดตั้งเครื่องสูบน้ำระยะไกล จำนวน 4 คัน
- รถติดตั้งเครื่องสูบน้ำท่วมขัง จำนวน 4 คัน

4) ศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดสุโขทัย

องค์ประกอบของโครงการฯ ทั้งในส่วนของฐานหลุมผลิต และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดสุโขทัย สามารถขอความช่วยเหลือในกรณีฉุกเฉินจากศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 9 พิษณุโลก และสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดสุโขทัย มีระยะห่างจากที่ตั้งโครงการฯ ระหว่าง 42.3 – 92.4 กิโลเมตร และ 20.4 – 41.1 กิโลเมตร ตามลำดับ ใช้ระยะเวลาประมาณ 43 นาที - 1 ชั่วโมง 22 นาที และ 22 - 44 นาที ตามลำดับ โดยอุปกรณ์ระงับเหตุอัคคีภัยที่นอกเหนือจากที่มีเตรียมความพร้อมไว้ที่ศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 9 พิษณุโลก ในพื้นที่จังหวัดสุโขทัย จะมีเครื่องสูบน้ำ ขนาด 28,000 ลิตร/นาที จำนวน 2 ชุด เพิ่มเติม และมีกองอำนวยการป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดสุโขทัย ซึ่งมีรายละเอียดของยานพาหนะและเครื่องมืออุปกรณ์ ดังนี้

- เครื่องสูบน้ำ จำนวน 8 ชุด
- เครื่องสูบน้ำ 10X10 จำนวน 1 ชุด
- เครื่องสูบน้ำ 28,000 ลิตร/นาที จำนวน 2 ชุด
- เครื่องสูบน้ำ 8X8 จำนวน 10 ชุด
- รถบรรทุกน้ำ จำนวน 15 คัน
- รถบรรทุกน้ำ 6,000 ลิตร จำนวน 5 คัน

5) ศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดอุตรดิตถ์

องค์ประกอบของโครงการฯ ทั้งในส่วนของฐานหลุมผลิต และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดอุตรดิตถ์ สามารถขอความช่วยเหลือในกรณีฉุกเฉินจากศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 9 พิษณุโลก มีระยะห่างจากที่ตั้งโครงการฯ ระหว่าง 67.2 – 74.4 กิโลเมตร ใช้ระยะเวลาประมาณ 1 ชั่วโมง 7 นาที – 1 ชั่วโมง 12 นาที

นอกจากศูนย์ป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยในพื้นที่แล้ว ยังมีสถานีดับเพลิงขององค์การบริหารส่วนตำบลในพื้นที่ซึ่งอยู่ภายในระยะรัศมี 5 กิโลเมตร ของฐานหลุมผลิตและแนวท่อ ซึ่งโครงการฯ จะสามารถขอรับการสนับสนุนในกรณีที่เกิดเพลิงไหม้ได้ ทั้งนี้โครงการฯ ได้มีการประสานงานและซ้อมแผนฉุกเฉินร่วมกันกับหน่วยงานดับเพลิงในพื้นที่ตามแผนงานที่จัดเตรียมไว้

2.9.2.5 แผน/มาตรการปฏิบัติการสำหรับเหตุฉุกเฉิน

เจ้าของโครงการฯ ได้จัดให้มีแผนการดำเนินงานและมาตรการกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน สำหรับการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมของแปลง S1 ซึ่งครอบคลุมสถานีผลิต ฐานหลุมผลิต ตลอดจนพื้นที่ปฏิบัติงานต่าง ๆ เพื่อให้สามารถตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินตลอดช่วงระยะเวลาของโครงการ ฯ โดยให้ปฏิบัติตามคู่มือการตอบสนองเหตุฉุกเฉินโครงการ S1 (S1 Emergency Response Plan, **ภาคผนวก 2-3.8**) ซึ่งเป็นมาตรฐานที่ใช้สำหรับพื้นที่ดำเนินการทุกแห่ง โดยแผนการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินแสดงดังนี้

2.9.2.5(1) ภาพรวมของมาตรการการตอบสนองเหตุฉุกเฉินและเหตุการณ์ร้ายแรง

1) การบริหารจัดการเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤติ

เจ้าของโครงการฯ ได้จัดให้มีแผน/มาตรการปฏิบัติสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ผิดปกติหรือเหตุการณ์ฉุกเฉินต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการฯ โดยครอบคลุมสถานีผลิต ฐานหลุมผลิต และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมในทุกระยะการดำเนินงาน ซึ่งถือว่าเป็นมาตรฐานเดียวกันที่ใช้กับทุกพื้นที่ดำเนินการของเจ้าของโครงการฯ โดยการบริหารจัดการเหตุการณ์ผิดปกติหรือเหตุการณ์ฉุกเฉินของโครงการฯ แบ่งเป็น 3 ระดับ ดังนี้

<u>ระดับที่ 1</u>

เมื่อผู้พบเห็นเหตุการณ์กดสัญญาณแจ้งเหตุและแจ้งขอความช่วยเหลือจากทีมระงับเหตุประจำพื้นที่โครงการฯ โดยทีมระงับเหตุประจำพื้นที่โครงการฯ สามารถเผชิญและระงับเหตุฉุกเฉินด้วยตนเองได้ ซึ่งทีมระงับเหตุประจำพื้นที่โครงการฯ จะได้รับการอบรมการใช้งานอุปกรณ์ดับเพลิงเป็นประจำเพื่อให้มีความพร้อมและมีความสามารถที่จะทำหน้าที่ดับเพลิงได้ตลอดเวลา หากสามารถระงับเหตุฉุกเฉินได้ จะรายงานให้หัวหน้างาน/Corporate SSHE รับทราบ จากนั้นหัวหน้างาน/Corporate SSHE จะดำเนินการแจ้งต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติต่อไป

<u>ระดับที่ 2</u>

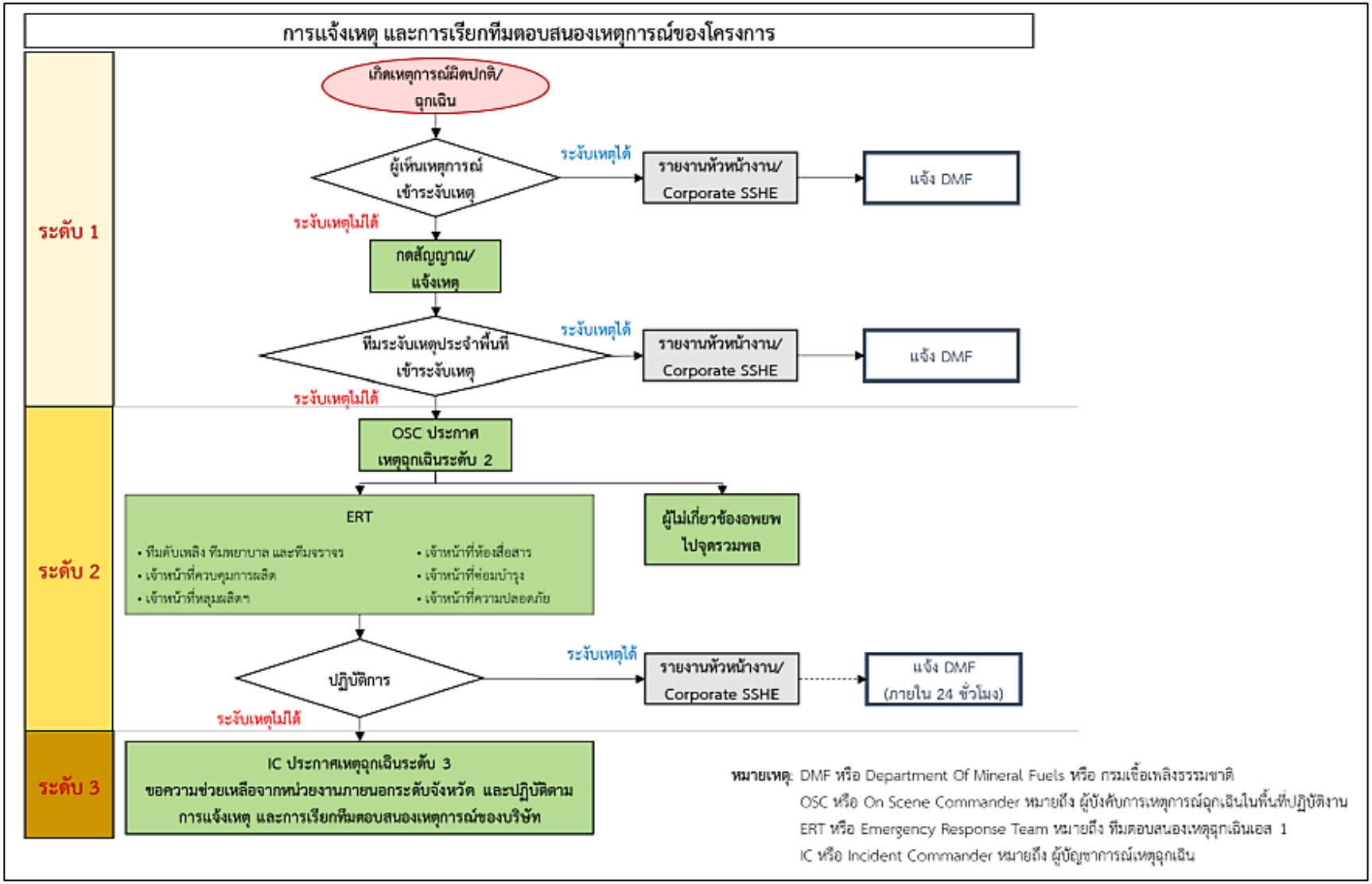
เหตุฉุกเฉินที่ทีมระงับเหตุประจำพื้นที่โครงการฯ ไม่สามารถจัดการได้ด้วยตนเอง และต้องแจ้งขอการสนับสนุนจากทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน S1 (S1 Emergency Response Team; S1 ERT) ซึ่งมีผู้บังคับการเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (On Scene Commander; OSC) เป็นผู้บัญชาการในพื้นที่ปฏิบัติการเพื่อให้สามารถจัดการระงับเหตุ และฟื้นฟูสถานการณ์ให้กลับคืนสู่ภาวะปกติ หากสามารถระงับเหตุฉุกเฉินได้ จะรายงาน

ให้หัวหน้างาน/Corporate SSHE รับทราบ จากนั้นหัวหน้างาน/Corporate SSHE จะดำเนินการแจ้งต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติภายในระยะเวลา 24 ชั่วโมง

ระดับที่ 3

เหตุฉุกเฉินที่ทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน S1 (S1 ERT) ไม่สามารถระงับเหตุได้ ผู้บัญชาการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Response Team Leader; ERTL) จะขอการสนับสนุนหรือขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานส่วนท้องถิ่น ซึ่งอาจเป็นระดับเทศบาลหรือ อบต. และสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดแห่งพื้นที่เกิดเหตุนั้น ๆ โดยการบัญชาการเหตุฉุกเฉินจะอยู่ภายใต้ผู้บัญชาการเหตุการณ์ฉุกเฉินของสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดร่วมกับการปฏิบัติตามการแจ้งเหตุและการเรียกทีมตอบสนองเหตุการณ์ของเจ้าของโครงการ

แผนการดำเนินงานและมาตรการปฏิบัติต่าง ๆ ในการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินและเหตุการณ์ร้ายแรงที่เกิดขึ้นในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมของแปลง S1 และแปลง L22/43 ซึ่งครอบคลุมสถานีผลิต ฐานหลุมผลิต และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ตลอดจนพื้นที่ปฏิบัติงานต่าง ๆ ของเจ้าของโครงการฯ ในทุกระยะการดำเนินงาน แสดงรายละเอียดไว้ในคู่มือการตอบสนองเหตุฉุกเฉินและเหตุการณ์ร้ายแรง โครงการ S1 (S1 Emergency Response Plan, **ภาคผนวก 2-3.8**) รายละเอียดแผนผังการแจ้งเหตุและการเรียกทีมตอบสนองเหตุการณ์ของบริษัทฯ แสดงดัง **รูปที่ 2-166**



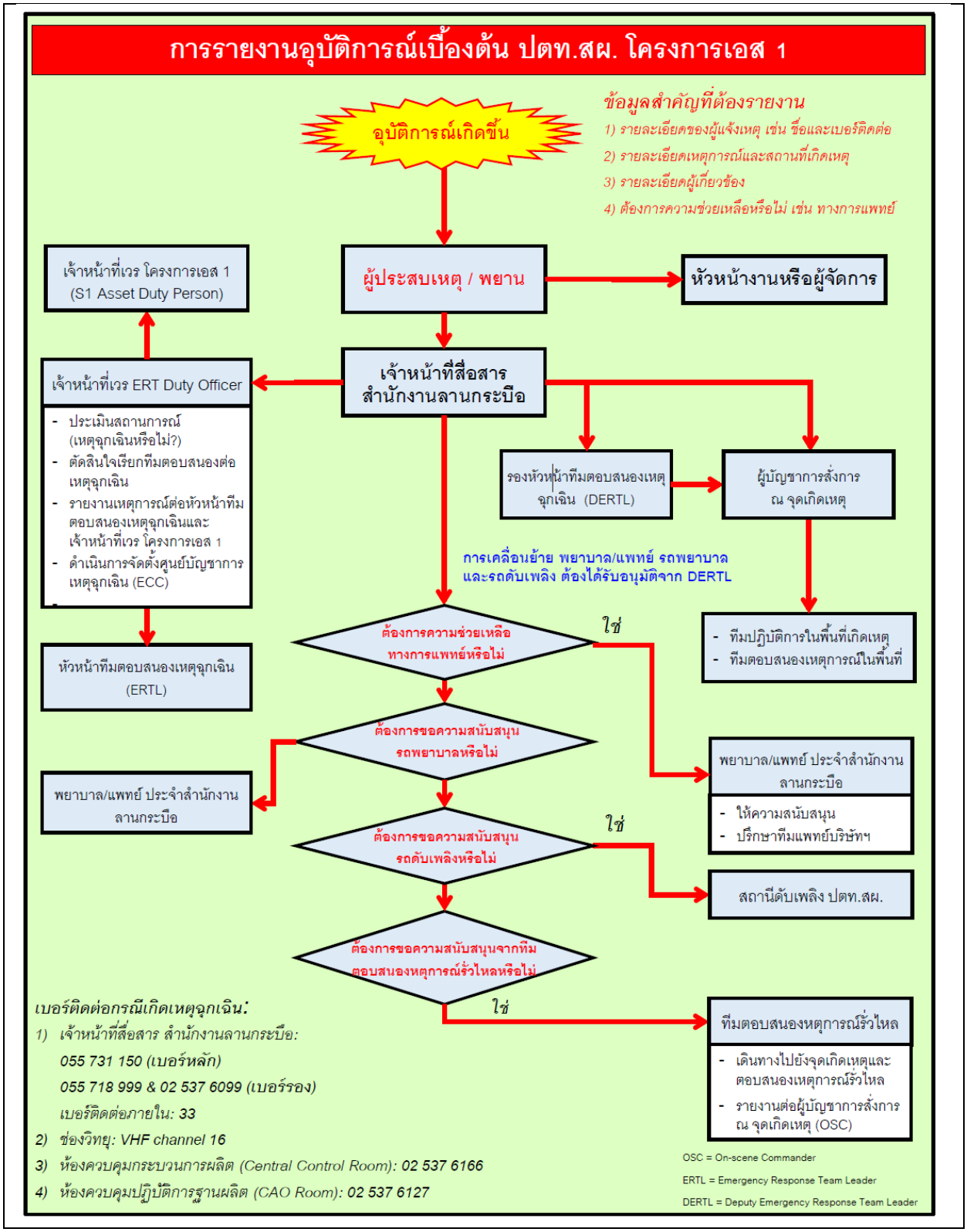
รูปที่ 2-166 แผนผังการแจ้งเหตุและการเรียกทีมตอบสนองเหตุการณ์ของโครงการฯ

2) การรายงานเหตุการณ์และการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินเบื้องต้น (Emergency Response Initiation and Initial Responses)

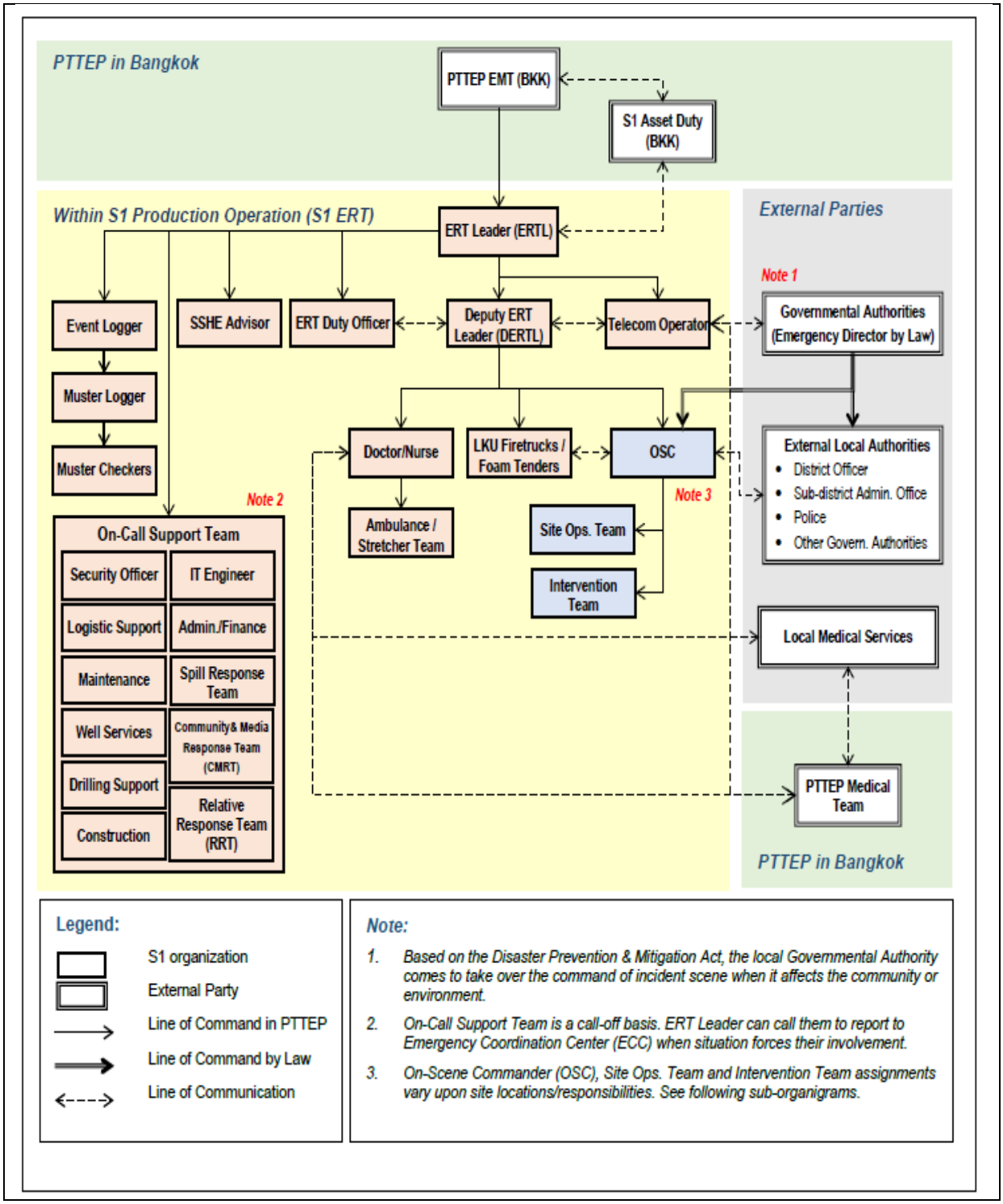
การรายงานเหตุการณ์และการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินเบื้องต้น ประกอบด้วย ขั้นตอนการตอบสนองเหตุฉุกเฉินทั่วไป การเคลื่อนย้ายผู้ป่วย ให้ติดต่อมาที่พนักงานห้องสื่อสาร สถานีผลิตลานกระบือ จากนั้นจะเป็นการตอบสนองเหตุฉุกเฉินโดยผู้รับผิดชอบในแต่ละพื้นที่รวมทั้งการให้ความช่วยเหลือในเรื่องรถพยาบาล อุปกรณ์ดับเพลิง รถดับเพลิง หรือการสนับสนุนด้านอื่น ๆ ขึ้นอยู่กับความรุนแรงของสถานการณ์ โดยแผนผังแสดงการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินแสดงดัง **รูปที่ 2-167**

3) การกำหนดบทบาท หน้าที่ ความรับผิดชอบหลัก และทีมสนับสนุน ในการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉิน

บริษัทฯ ได้กำหนดบทบาท หน้าที่ ความรับผิดชอบหลัก และทีมสนับสนุนในการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินในแต่ละพื้นที่ เช่น สถานีผลิตลานกระบือ พื้นที่ฐานหลุมผลิต คลังน้ำมันดิบบึงพระ เป็นต้น แสดงดัง **รูปที่ 2-168** และ**ตารางที่ 2-78**



รูปที่ 2-167 แผนผังแสดงการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน



รูปที่ 2-168 การจัดองค์กรเพื่อตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน

ตารางที่ 2-78 ตำแหน่ง และหน้าที่ของ Emergency Response Organization

ตำแหน่ง	หน้าที่
ทีมสนับสนุนที่สำนักงานใหญ่	
1. ทีมบัญชาการเหตุการณ์ร้ายแรง (PTTEP Crisis Management Team; CMT)	– ควบคุม สั่งการ ที่ศูนย์บัญชาการเหตุการณ์ร้ายแรง ที่สำนักงานใหญ่ กรุงเทพฯ – สนับสนุนข้อมูล ให้คำแนะนำ แก่ทีมบัญชาการเหตุฉุกเฉิน (S1 EMT) ที่อยู่ที่สำนักงานใหญ่ และทีมสั่งการเหตุฉุกเฉินที่ S1 (S1 ERT) เพื่อตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน ในระดับ 3 – ประสานงานกับหน่วยงานสนับสนุนภายนอกหรือจากต่างประเทศ เช่น Oil Spill Response Limited Company (OSRL) เป็นต้น
1.1 ผู้บัญชาเหตุการณ์ร้ายแรง (Crisis Management Team Leader)	– เป็นผู้ควบคุมและสั่งการทีมบัญชาการเหตุการณ์ร้ายแรง (โดยมี)
2. ทีมบัญชาการเหตุฉุกเฉิน (S1 Emergency Management Team; S1 EMT)	– ควบคุม สั่งการ ที่ศูนย์บัญชาการเหตุฉุกเฉิน ที่สำนักงานใหญ่ กรุงเทพฯ – ประสานงานกับ ผู้สั่งการเหตุฉุกเฉิน (ERTL) ซึ่งประจำอยู่ที่สถานีผลิตลานกระบือ เพื่อตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน ในระดับ 2 – ประสานงานกับทีมสนับสนุน และผู้เชียวชาญ ซึ่งประจำอยู่ที่สำนักงานใหญ่
2.1 ผู้บัญชาการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Management Team Leader; EMT Leader)	– เป็นผู้ควบคุมและสั่งการทีมบัญชาการเหตุฉุกเฉิน
2.2 เจ้าหน้าที่บริหาร	– ให้คำปรึกษา แนะนำ และตัดสินใจในหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง
2.3 หน่วยงานด้านความปลอดภัยฯ	– ให้คำปรึกษา แนะนำ ด้านความปลอดภัย ความมั่นคง สุขภาพ และสิ่งแวดล้อม
2.4 หน่วยงานวิศวกรรม	– ให้ข้อมูลด้านวิศวกรรม
2.5 หน่วยงานวิศวกรรมหลุมผลิตฯ	– ให้ข้อมูลด้านวิศวกรรมหลุมผลิตปิโตรเลียม
2.6 หน่วยงานวิศวกรรมปิโตรเลียม	– ให้ข้อมูลด้านวิศวกรรมปิโตรเลียม
2.7 หน่วยงานสำรวจขุดเจาะ	– ให้ข้อมูลด้านการสำรวจขุดเจาะ (เฉพาะช่วงการเจาะหลุมปิโตรเลียม)
2.8 หน่วยงานการบุคคล	– ให้ข้อมูลเกี่ยวกับพนักงาน และประสานงานกับญาติพนักงานที่เกี่ยงข้อง
2.9 หน่วยงานสื่อสารภายนอก	– ให้ข้อมูลกับสื่อภายนอก และประสานงานกับหน่วยงานภายนอก องค์กร
2.10 หน่วยงานเทคโนโลยีสารสนเทศและสื่อสาร	– ให้ข้อมูลด้านระบบสื่อสารและเทคโนโลยีสารสนเทศ
2.11 เจ้าหน้าที่ห้องสื่อสาร	– ติดต่อประสานงานทั่วไป
ทีมที่สถานีผลิตหลักลานกระบือ	
3. ทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน (S1 Emergency Response Team; S1 ERT)	– ควบคุม สั่งการ ที่ศูนย์บัญชาการเหตุฉุกเฉิน ที่สำนักงานลานกระบือ – ประสานงานกับ ผู้สั่งการจุดเกิดเหตุ (On Scene Commander; OSC) เพื่อตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน ในระดับ 2 – ประสานงานและขอการสนับสนุนจากหน่วยงานท้องถิ่น เช่น หน่วยงานดับเพลิง ตำรวจ ทหาร สถานพยาบาล และหน่วยงานฉุกเฉินต่าง ๆ เป็นต้น

ตารางที่ 2-78 ตำแหน่ง และหน้าที่ของ Emergency Response Organization

ตำแหน่ง	หน้าที่
	– ประสานงานกับทีมสนับสนุนที่สำนักงานใหญ่ (CMT และ EMT) เพื่อขอสนับสนุนข้อมูล และกำลังสนับสนุนจากหน่วยงานในระดับประเทศและต่างประเทศ
3.1 ผู้สั่งการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Response Team Leader; ERT Leader or ERTL)	– เป็นผู้ควบคุมและสั่งการทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน
3.2 รองผู้สั่งการเหตุฉุกเฉิน (Deputy Emergency Response Team Leader; DERTL)	– สนับสนุน ERTL ในพื้นที่ปฏิบัติการที่ได้รับผิดชอบ – ประสานงานกับหน่วยงานสนับสนุนในท้องถิ่น
3.3 รักษาการผู้สั่งการเหตุฉุกเฉิน (ERT Duty Officer)	– ปฏิบัติหน้าที่แทน ERTL ระหว่าง ERTL ยังมาไม่ถึงห้องบัญชาการ และสนับสนุน ERTL ในการปฏิบัติหน้าที่ – อนุมัติการส่งทีมดับเพลิง ทีมพยาบาลและทีมตอบสนองต่อเหตุการรั่วไหล
3.4 ที่ปรึกษาด้าน SSHE (SSHE advisor)	– สนับสนุนด้านความปลอดภัย ความมั่นคง ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม
3.5 เจ้าหน้าที่ห้องสื่อสาร (Telecom Operator)	– สนับสนุนด้านการติดต่อประสานงานทั่วไป
3.6 ทีมพยาบาล (Doctor and Nurse)	– ประกอบด้วย หมอและพยาบาล พนักงานขับรถพยาบาล และพนักงานเปลประจำที่สถานีผลิตหลักลานกระบือ – ให้การปฐมพยาบาลเบื้องต้น และประสานงานกับโรงพยาบาลใกล้เคียงในการส่งต่อผู้บาดเจ็บ
3.7 ทีมรถดับเพลิง (Fire and Foam Tender)	– ประกอบด้วย ทีมดับเพลิง รถดับเพลิงและรถบรรทุกโฟม ประจำที่สถานีผลิตหลักลานกระบือ และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) – ให้การตอบสนองเหตุฉุกเฉิน และสนับสนุน Intervention Team
3.8 ทีมสนับสนุน (On-Call Support Team)	– ประกอบด้วย เจ้าหน้าที่ความปลอดภัย ฝ่ายซ่อมบำรุง ฝ่ายบำรุงรักษาหลุมเจาะ (Well Service) ฝ่ายวิศวกรรมก่อสร้าง ฝ่ายความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ฝ่ายสนับสนุนวัสดุและส่งกำลังบำรุง วิศวกรสารสนเทศและเทคโนโลยีสื่อสาร ฝ่ายวิศวกรรมการเจาะ ทีมการเงินและบัญชี ทีมตอบสนองต่อเหตุการรั่วไหล หน่วยงานสื่อสารกับภายนอก (Community Media and Response Team; CMRT) และ หน่วยงานการบุคคล (Relative Response Team; RRT) – ให้การสนับสนุนข้อมูล และดำเนินการตามคำสั่งของ ERTL
ทีมที่อยู่ในพื้นที่ปฏิบัติการ	
4. ผู้สั่งการจุดเกิดเหตุ (On Scene Commander; OSC)	– เป็นหัวหน้างานผู้ดูแลในแต่ละพื้นที่ ทำหน้าบัญชาการ สั่งการทีมปฏิบัติการในพื้นที่และทีมระงับเหตุ/ทีมดับเพลิง เพื่อควบคุมเหตุฉุกเฉิน ณ จุดเกิดเหตุ – ประสานงานกับ ทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน (Emergency Response Team) เพื่อตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน ในระดับ (2)

ตารางที่ 2-78 ตำแหน่ง และหน้าที่ของ Emergency Response Organization

ตำแหน่ง	หน้าที่
4.1 ทีมปฏิบัติการในพื้นที่เกิดเหตุการณ์ (Site Operation Team)	– ทีมปฏิบัติการในพื้นที่เกิดเหตุการณ์ เช่น เจ้าหน้าที่ควบคุมการผลิต เจ้าหน้าที่หลุมผลิต เจ้าหน้าที่หลุมเจาะ เจ้าหน้าที่ซ่อมบำรุง และเจ้าหน้าที่ความปลอดภัย เป็นต้น – ดูแลอุปกรณ์และสิ่งติดตั้ง ทำหน้าที่ตัดแยกระบบและกำจัดอันตรายต่าง ๆ ในพื้นที่
4.2 ทีมระงับเหตุ/ทีมดับเพลิง (Intervention Team/Fire Team)	– ประกอบด้วยทีมดับเพลิง ทีมช่วยเหลือ และทีมตอบสนองต่อการหกรั่วไหลประจำพื้นที่ – ตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นตามคำสั่งของ OSC

4) คู่มือการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน

คู่มือการตอบสนองเหตุฉุกเฉินดังกล่าว ได้รวบรวมแนวทางในการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินประเภทต่าง ๆ โดยจัดทำในลักษณะ Checklist ซึ่งประกอบด้วยเหตุการณ์

- การเสียชีวิต (Loss of Life)
- อุบัติเหตุจากยานพาหนะ (Vehicle Accident)
- การเกิดไฟไหม้ และ/หรือการระเบิด (Fire and Explosion Onshore)
- หลุมน้ำมันเกิดปัญหา ระบบควบคุมหลุมขัดข้อง (Well Kick / Well Control)
- การพลุ่งทะลักของไฮโดรคาร์บอนจากหลุม (Well Blowout)
- การรั่ว/หกล้นของน้ำมันหรือก๊าซ (Spillage of Oil or Gas Onshore)
- การหกล้นของรถขนส่งน้ำมัน (Spillage from Road Tanker)
- การรั่วไหลของก๊าซหุงต้ม (LPG Leak)
- การรั่วไหลหรือการเกิดไฟไหม้จากสารเคมี (Chemical Spill / Fire)
- การรั่วของท่อขนส่งน้ำมันหรือก๊าซ (Pipeline / Flowline Spill)
- การวางระเบิดหรือการขู่วางระเบิด (Bomb and Terrorist Threat)

5) การเตรียมความพร้อมของทีมฉุกเฉิน

พนักงานและผู้รับเหมาทุกคนจะได้รับการฝึกอบรมการใช้เครื่องมือ อุปกรณ์ดับเพลิงประเภทต่าง ๆ รวมถึงการฝึกซ้อมแผนปฏิบัติการฉุกเฉินต่าง ๆ ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอย่างสม่ำเสมอ ทั้งนี้ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด เล็งเห็นถึงความสำคัญในการเตรียมความพร้อมต่อเหตุฉุกเฉินของชุมชนที่อยู่ใกล้เคียงพื้นที่ผลิต จึงได้มีการให้ความรู้เรื่องของอันตรายที่อาจจะเกิดขึ้นในระหว่างการผลิตปิโตรเลียม การเตรียมความพร้อมต่อเหตุฉุกเฉิน และตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน โดยให้ผู้นำชุมชนและประชาชนในพื้นที่รับทราบข้อมูลการดำเนินงานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด อย่างไรก็ตาม บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้มีการจัดการซ้อมแผนฉุกเฉินแก่ชุมชนที่อยู่ใกล้เคียงแนวท่อ และฐานหลุมผลิตเช่นกัน

โดยสรุปการซ้อมแผนฉุกเฉินและแผนอพยพ ในปี พ.ศ. 2564 - 2565 รายละเอียดแสดงดัง**ตารางที่ 2-79** และ**รูปที่ 2-169** และ**รูปที่ 2-170** สำหรับตัวอย่างภาพการซ้อมแผนฉุกเฉินของเจ้าของโครงการฯ ในปี พ.ศ. 2564 และ ปี พ.ศ. 2565 ตามลำดับ

ตารางที่ 2-79 การซ้อมแผนฉุกเฉิน การจัดเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพของเจ้าของโครงการฯ ในปี พ.ศ. 2564 - 2565

ลำดับ	วันที่	การฝึกซ้อม	สถานที่
การซ้อมแผนฉุกเฉินและแผนอพยพ ในปี พ.ศ. 2564			
1.	17 กุมภาพันธ์ 2564	– จัดการฝึกซ้อมรับมือกับสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 – จำลองเหตุการณ์ มีพนักงาน Production Operator ประจำห้องควบคุมสถานีผลิตลานกระบือ ป่วยด้วยโรค COVID-19	สถานีผลิตลานกระบือ ต.ลานกระบือ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร
2.	31 มีนาคม 2564	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ ไปยังฐานผลิตทุ่งใหญ่-เอ – จำลองเหตุการณ์ รถแบคโฮขุดดินถูกท่อส่งก๊าซธรรมชาติรั่ว และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	บริเวณริมทางหลวงหมายเลข 1303 หมู่ 3 บ้านใหม่เจริญธรรม ต.นิคมพัฒนา อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก
3.	15 ตุลาคม 2564	– จัดการฝึกซ้อมแผนการดับเพลิงและอพยพหนีไฟ จังหวัดพิษณุโลก ประจำปี 2564 – จำลองเหตุการณ์ เพลิงลุกไหม้ขณะสูบถ่ายน้ำมันดิบจากรถบรรทุกน้ำมันดิบส่งไปยังถังเก็บ	คลังน้ำมันดิบบึงพระ ต.บึงพระ อ.เมือง จ.พิษณุโลก
4.	10 ธันวาคม 2564	– จัดการฝึกซ้อมแผนการดับเพลิงและอพยพหนีไฟ จังหวัดกำแพงเพชร ประจำปี 2564 – จำลองเหตุการณ์ เพลิงลุกไหม้ใต้ถังกักเก็บก๊าซปิโตรเลียม และมีผู้ได้รับบาดเจ็บ 1 คน	สถานีผลิตลานกระบือ ต.ลานกระบือ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร
5.	17 ธันวาคม 2564	– จัดการฝึกซ้อมแผนการดับเพลิงและอพยพหนีไฟ จังหวัดสุโขทัย ประจำปี 2564 – จำลองเหตุการณ์ เพลิงลุกไหม้ภายในตู้เก็บอุปกรณ์แท่นขุดเจาะ พนักงานได้รับบาดเจ็บ 2 คน	แท่นขุดเจาะประดู่เฒ่า-เอ ต.กง อ.กงไกรลาศ จ.สุโขทัย
6.	18 ตุลาคม 2564	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อจากฐานหนองตูม-บี ไปยังสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ – จำลองเหตุการณ์ รถกระบะเสียหลักพุ่งชนท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ทำให้น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	ที่ทำการผู้ใหญ่บ้าน หมู่ที่ 3 บ้านเกาะกลางนา ต.คุยม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก

ตารางที่ 2-79 การซ้อมแผนฉุกเฉิน การจัดเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพของเจ้าของโครงการฯ ในปี พ.ศ. 2564 - 2565

ลำดับ	วันที่	การฝึกซ้อม	สถานที่
7.	22 ตุลาคม 2564	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อจากฐานหนองมะขาม-เอ ไปยังลานกระบือ-เอ และลานกระบือ-อี ไปยังหนองมะขาม-เอ – จำลองเหตุการณ์ รถกระบะเสียหลักพุ่งชนท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ทำให้น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	ศาลาประชาคมหมู่บ้าน หมู่ที่ 10 บ้านวังสระทอง ต.หนองหลวง อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร
8.	28 ตุลาคม 2564	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อจากฐานประดู่เฒ่า-ดี ไปยังฐานประดู่เฒ่า-เอ – จำลองเหตุการณ์ รถกระบะเสียหลักพุ่งชนท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ทำให้น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	ศาลาหมู่บ้าน หมู่ที่ 11 บ้านถ้ำไม้ไกร ต.กง อ.กงไกรลาศ จ.สุโขทัย
การซ้อมแผนฉุกเฉินและแผนอพยพ ในปี พ.ศ. 2565			
1.	25 ตุลาคม 2565	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ ไปยังฐานผลิตทุ่งใหญ่-เอ – จำลองเหตุการณ์ รถแบคโฮขุดดินถูกท่อส่งก๊าซธรรมชาติรั่ว และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	ศาลากลางบ้านหมู่ที่ 7 ต.นิคมพัฒนา อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก
2.	25 ตุลาคม 2565	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อจากฐานหนองตูม-บี ไปยังสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ – จำลองเหตุการณ์ รถกระบะเสียหลักพุ่งชนท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ทำให้น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	ศาลากลางบ้านหมู่ที่ 2 บ้านหนองตูม ต.หนองตูม อ.กงไกรลาศ จ.สุโขทัย
3.	26 ตุลาคม 2565	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อจากฐานลานกระบือ-ซีไปยังฐานลานกระบือ-เค และฐานลานกระบือ-ซี ไปยังฐานลานกระบือ-ดับเบิ้ลยู – จำลองเหตุการณ์ รถกระบะเสียหลักพุ่งชนท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ทำให้น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	ศาลาเอนกประสงค์หมู่ที่ 4 บ้านหนองแขม ต.ลานกระบือ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร

ตารางที่ 2-79 การซ้อมแผนฉุกเฉิน การจัดเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพของเจ้าของโครงการฯ ในปี พ.ศ. 2564 - 2565

ลำดับ	วันที่	การฝึกซ้อม	สถานที่
4.	26 ตุลาคม 2565	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อจากฐานหนองมะขาม-บี ไปยังฐานลานกระบือ-เอ – จำลองเหตุการณ์ รถยนต์เสียหลักพุ่งชนท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว ทำให้น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	ห้องประชุมโคกหนองนา หมู่ที่ 1 บ้านเด่นพระ ต.บึงทับแรต อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร
5.	26 ตุลาคม 2565	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อจากฐานยางเมือง-เอ ไปยัง ฐานทับแรต-เอ – จำลองเหตุการณ์ รถกระบะเสียหลักพุ่งชนท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว ทำให้น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	ศาลากลางบ้าน หมู่ที่ 5 บ้านคลองน้ำเย็น ต.ทุ่งยางเมือง อ.คีรีมาศ จ.สุโขทัย
6.	27 ตุลาคม 2565	– จัดการเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพกรณีก๊าซรั่วไหลจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แนวท่อจากฐานประดู่เฒ่า-ดี ไปยัง ฐานประดู่เฒ่า-เอ และ ฐานประดู่เฒ่า-ดี ไปยัง ฐานหนองตูม-บี – จำลองเหตุการณ์ รถกระบะเสียหลักพุ่งชนท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว ทำให้น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรั่วไหล และมีการอพยพประชาชนไปยังจุดปลอดภัย	อาคารเอนกประสงค์โรงเรียนบ้านประดู่เฒ่า ต.กง อ.คีรีมาศ จ.สุโขทัย
7.	25 สิงหาคม 2565	– จัดการฝึกซ้อมแผนการดับเพลิงและอพยพหนีไฟ จังหวัดพิษณุโลก ประจำปี 2565 – จำลองเหตุการณ์ เกิดพายุฝนฟ้าคะนองและเกิดฟ้าผ่าลงถังจัดเก็บน้ำมันดิบ T-901 ทำให้เกิดเพลิงลุกไหม้ มีผู้ได้รับบาดเจ็บ 2 คน	คลังน้ำมันดิบบึงพระ ต.บึงพระ อ.เมือง จ.พิษณุโลก
8.	28 มีนาคม 2565	– จัดการฝึกซ้อมแผนการดับเพลิงและอพยพหนีไฟ จังหวัดกำแพงเพชร ประจำปี 2565 – จำลองเหตุการณ์ มีก๊าซที่คงค้างอยู่ในท่อที่ระบายออกนอกระบบไม่หมด รั่วไหลออกมา	สถานีผลิตหลักลานกระบือ ต.ลานกระบือ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร
9.	22 ธันวาคม 2565	– จัดการฝึกซ้อมแผนการจัดการอุบัติเหตุระหว่างการขนส่งพนักงานด้วยรถบัสโดยสาร – จำลองเหตุการณ์ รถบัสโดยสารรับส่งพนักงาน เกิดเฉี่ยวชนกับรถกระบะของชาวบ้านบนถนน ทล.1065 กม.37 บ้านหนองกุลา มีผู้ได้รับบาดเจ็บ 2 คน	ศูนย์ฝึกซ้อมการขับรถอย่างปลอดภัย ปตท.สผ. โครงการ S1

ตารางที่ 2-79 การซ้อมแผนฉุกเฉิน การจัดเสวนาให้ความรู้แก่ชุมชนและฝึกซ้อมแผนอพยพของเจ้าของโครงการฯ ในปี พ.ศ. 2564 - 2565

ลำดับ	วันที่	การฝึกซ้อม	สถานที่
10.	24 มิถุนายน 2565	– จัดการฝึกซ้อมแผนการดับเพลิงและอพยพหนีไฟ จังหวัดสุโขทัย ประจำปี 2565 – จำลองเหตุการณ์ น้ำมันดิบรั่วไหลออกจากท่อลำเลียง เป็นเหตุให้ไอระเหยของน้ำมันดิบจำนวนมากฟุ้งกระจายไปทั่วบริเวณ และเกิดเพลิงลุกไหม้	สถานีผลิตย่อย หนองตูม-เอ ต.หนองตูม อ.กงไกรลาศ จ.สุโขทัย
11.	17 ตุลาคม 2565	– จัดการฝึกซ้อมแผนการดับเพลิงและอพยพหนีไฟ Rig 976 – จำลองเหตุการณ์ รถโฟล์คคลิฟท์ชนกับหัวบ่อน้ำมันจึงทำให้มีก๊าซรั่วไหล และเกิดเพลิงไหม้ มีผู้ได้รับบาดเจ็บ 1 คน	ฐานผลิตลานกระบือ-แซดเอ ต.ลานกระบือ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร





การซ้อมดับเพลิง



การรายงานตัวยังศูนย์อำนวยการเหตุฉุกเฉิน



การซ้อมช่วยเหลือและปฐมพยาบาลคนเจ็บ



การซ้อมแผนอพยพร่วมกับชุมชน

รูปที่ 2-169 ตัวอย่างภาพการซ้อมแผนฉุกเฉินของเจ้าของโครงการฯ ในปี พ.ศ. 2564




การซ้อมดับเพลิง




การซ้อมช่วยเหลือคนเจ็บ



การรายงานตัวยังศูนย์อำนวยการเหตุฉุกเฉิน

รูปที่ 2-170 ตัวอย่างภาพการซ้อมแผนฉุกเฉินของเจ้าของโครงการฯ ในปี พ.ศ. 2565

2.9.2.5(2) แผนฉุกเฉินที่สำคัญและเกี่ยวข้องกับโครงการฯ

การตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินกรณีการพลุ่ง (Blow Out) ของปิโตรเลียมจากการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ มีการลำดับรายละเอียดการดำเนินการ ตั้งแต่เมื่อเริ่มต้นเกิดการพลุ่ง (Blow out) ของปิโตรเลียมจนถึงการพิจารณาจ่ายค่าชดเชยตามอัตราที่เหมาะสมเมื่อเหตุการณ์กลับสู่ภาวะปกติ โดยมีรายละเอียดการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินกรณีการพลุ่ง (Blow Out) ดังนี้

1) แผนปฏิบัติการฉุกเฉินกรณีเกิดการพลุ่ง (Blow out) ของปิโตรเลียมในระหว่างการเจาะหลุมปิโตรเลียม

กรณีที่เกิดเหตุการณ์พลุ่งของไฮโดรคาร์บอน ในช่วงกิจกรรมการเจาะ บริษัทฯ จะดำเนินการตาม Well Control Manual และ Blowout Contingency Plan โดย On Scene Commander (OSC) คือ PTTEP Drilling Supervisor ร่วมกับทีมปฏิบัติการขุดเจาะ จะดำเนินการหยุดการพลุ่ง และแจ้งผู้ที่เกี่ยวข้อง เพื่อสนับสนุนการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉิน โดยมีการลำดับรายละเอียดการดำเนินการ ตั้งแต่เมื่อเริ่มต้นเกิดการพลุ่ง (Blow out) ของปิโตรเลียมจนถึงการพิจารณาจ่ายค่าชดเชยตามอัตราที่เหมาะสมเมื่อเหตุการณ์กลับสู่ภาวะปกติ ดังนี้

1.1) เมื่อเกิดการพลุ่ง (Blow out) ของปิโตรเลียม ผู้ควบคุมการเจาะ (Driller) จะทำการปิดวาล์ว Blow Out Preventer (BOP) ที่หัวหลุมเพื่อหยุดการพลุ่งของปิโตรเลียม และให้ไฟสัญญาณสีเหลืองอำพัน พร้อมเสียงไซเรนเป็นช่วง ๆ หมายถึงสถานการณ์เสี่ยงต่ออันตราย เพื่อให้พนักงานในพื้นที่เตรียมพร้อมอพยพไปยังจุดรวมพล (Muster Point) ซึ่งจะเป็นพื้นที่ว่าง หรือที่จอดรถกลางแจ้งด้านหน้าฐานหลุมผลิต รวมถึงแจ้งต่อผู้นำชุมชนที่อยู่ใกล้เคียงพื้นที่เกิดเหตุทันที ได้แก่ ผู้ใหญ่บ้าน ประธาน อบต. เพื่อแจ้งให้ลูกบ้านเตรียมความพร้อมในการอพยพถ้าเกิดการลุกลามของอัคคีภัยอย่างรวดเร็ว

1.2) แจ้งต่อหน่วยงานต่าง ๆ ในการขอความช่วยเหลือดังนี้

- สถานีตำรวจท้องถิ่น เพื่อเตรียมความพร้อมในกรณีต้องอพยพคน
- หน่วยงานพยาบาลท้องถิ่นหรือโรงพยาบาลใกล้เคียง เพื่อจัดเตรียมรถพยาบาล และอุปกรณ์การปฐมพยาบาล
- สถานีตำรวจดับเพลิง หรือหน่วยงานดับเพลิงท้องถิ่น
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1.3) กันแยกพื้นที่ประสบเหตุ (Exclusion Zone) ติดตั้งสัญญาณ ป้ายเตือน ปิดกั้นบริเวณที่เกิดเหตุ ห้ามรถทุกชนิด และผู้ที่ไม่เกี่ยวข้องผ่าน

1.4) ประสานงานกับ ERT (Emergency Response Team) ที่สถานีผลิตลานกระบือ เพื่อการประสานงานในการปฏิบัติตามแผนฉุกเฉิน จัดเตรียมบุคลากร และผู้เชี่ยวชาญเข้าเสริมในพื้นที่เพื่อตรวจสอบสถานการณ์ ทิศทางการลุกลามของอัคคีภัย เพื่อกำหนดเป็นเขตเสี่ยงอันตราย (Hot Zone) และเขตปลอดภัย (Cold Zone)

1.5) อพยพผู้คนที่อยู่ในเขตเสี่ยงอันตราย (Hot Zone) ไปยังพื้นที่ปลอดภัยที่ได้กำหนดไว้ ภายใต้การควบคุมดูแลของเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง

1.6) ตรวจสอบจำนวนและความเรียบร้อยของผู้ที่อพยพมาอยู่ในเขตปลอดภัย ในกรณีที่มีผู้ได้รับบาดเจ็บจะทำการปฐมพยาบาล หรือนำส่งโรงพยาบาลที่อยู่ใกล้เคียง

1.7) เมื่อเหตุการณ์กลับสู่ภาวะปกติ เจ้าหน้าที่จะตรวจสอบความเสียหายในทรัพย์สินของชาวบ้าน และพิจารณาจ่ายค่าชดเชยตามอัตราที่เหมาะสม

2) มาตรการจัดการเหตุฉุกเฉินกรณีการรั่วไหลของน้ำมัน

มาตรการจัดการเหตุฉุกเฉินกรณีการรั่วไหลของน้ำมันครอบคลุมการรั่วไหลทั้งในพื้นที่ฐานผลิต ฐานทดสอบหลุม สถานีผลิตทุกแห่ง และตลอดการขนส่งโดยรถบรรทุกน้ำมัน จะดำเนินการตามมาตรฐานเดียวกัน (Greater S1 Assets: Emergency Response Plan, **ภาคผนวก 2-3.8**) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อควบคุมการปนเปื้อนของน้ำมันต่อสิ่งแวดล้อมโดยรอบพื้นที่ที่เกิดการรั่วไหล รวมถึงความปลอดภัยในชีวิตและทรัพย์สิน โดยมีวิธีการปฏิบัติโดยทั่วไปเมื่อประสบเหตุน้ำมันรั่วไหล ดังนี้

- ควบคุมดูแลความปลอดภัยของชีวิตจากเหตุน้ำมันรั่วไหล และเหตุอื่น ๆ ที่เป็นผลมาจากการรั่วไหล เช่น เพลิงไหม้ โดยรวมถึงมีการกำหนดมาตรการตรวจสอบการปนเปื้อนของบริเวณที่เกิดการรั่วไหลตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
- ปิด/หยุดแหล่งกำเนิดที่เกิดการรั่วไหล
- ป้องกันการแพร่กระจายของน้ำมันลงสู่ระบบระบายน้ำ และแหล่งน้ำใกล้เคียง หรือในกรณีที่รั่วไหลออกสู่สิ่งแวดล้อมภายนอกพื้นที่ผลิตต้องจำกัดการแพร่กระจาย โดยทำ Bund หรือ Booms เพื่อกักน้ำมัน
- ควบคุม/จำกัดการแพร่กระจายของน้ำมัน
- ใช้วัสดุดูดซับ (Sorbent) ในกรณีที่รั่วไหลน้อยกว่า 1 บาร์เรล หรือ Vacuum Pump เพื่อทำความสะอาดพื้นที่ และนำน้ำมันที่รั่วไหลกลับคืนสู่ภาชนะกักเก็บ
- ทำความสะอาดพื้นที่ที่เกิดการปนเปื้อนตามวิธีการที่เหมาะสมตามหลักวิชาการ

การจัดการเหตุรั่วไหลของน้ำมัน จะแบ่งตามระดับของการรั่วไหล ได้ 3 ระดับ ดังนี้

<u>ระดับที่ 1 การรั่วไหลไม่เกิน 10 บาร์เรล</u>

การควบคุม สามารถควบคุมได้ ณ จุดรั่วไหล และทำความสะอาดได้ด้วยอุปกรณ์ที่มีอยู่ภายในพื้นที่ปฏิบัติงานโดยไม่ต้องขอการสนับสนุนจากหน่วยงานภายนอก การจัดการตามขั้นตอนดังนี้

- รั่วไหลน้อยกว่า 1 บาร์เรล

- ผู้ประสบเหตุแจ้งเหตุรั่วไหลต่อหัวหน้างาน OSC ในพื้นที่ปฏิบัติงานและ ERT Duty Officer
- ดำเนินการตามลำดับของวิธีปฏิบัติเบื้องต้นในการระงับเหตุรั่วไหลข้างต้น
- ใช้วัสดุ/อุปกรณ์ทำความสะอาดเท่าที่หาได้ในพื้นที่ เช่น วัสดุดูดซับ พลั่วตัก เพื่อตักดินที่เกิดการปนเปื้อนเก็บไว้ในถุงพลาสติก

– รั่วไหลมากกว่า 1 บาร์เรลขึ้นไป

- ต้องแจ้ง OSC เพื่อเข้าตรวจสอบจุดเกิดเหตุ
- OSC ตัดสินใจว่าต้องการรับการสนับสนุนอุปกรณ์จากหน่วยงานภายนอกผ่านทาง ERT หรือไม่ เช่น เครื่องจักรกลต่าง ๆ สำหรับขุดบ่อดัก เป็นต้น

– รั่วไหลมากกว่า 10 บาร์เรลแต่ไม่แพร่กระจายออกสู่ภายนอก (จำกัดอยู่ภายใน Bund ของลานถัง หรือช่องเปิดหลุมเจาะ (Cellar))

- ใช้ Vacuum Pump สูบน้ำมันกลับเข้าสู่ถังเก็บ หรือรถบรรทุกน้ำมันโดยเร่งด่วน ก่อนมีความหนืดมากขึ้น

<u>ระดับที่ 2 การรั่วไหลมากกว่า 10 บาร์เรล</u>

การควบคุม ไม่สามารถควบคุมได้ ต้องขอการสนับสนุนจากหน่วยงานภายนอก การจัดการ ตามขั้นตอนดังนี้

– S1 ERT แจ้งหน่วยงานดับเพลิงในพื้นที่ให้เตรียมความพร้อมกรณีเกิดเพลิงไหม้

– แจ้งขอการสนับสนุนอุปกรณ์ระงับเหตุรั่วไหลจากหน่วยงานภายนอกตามความจำเป็น

– ทีมระงับเหตุฉุกเฉินส่วนกลาง ประเมินความรุนแรงของเหตุการณ์ ดำเนินการให้การสนับสนุนต่าง ๆ แก่พื้นที่ ทั้งในด้านเทคนิค และการส่งบุคลากรไปยังพื้นที่เกิดเหตุ

<u>ระดับที่ 3 การรั่วไหลระหว่างการขนส่งโดยรถบรรทุกน้ำมัน</u>

การควบคุม ต้องขอการสนับสนุนจากหน่วยงานภายนอก แจ้งเหตุรั่วไหลไปยังบริษัทผู้รับเหมาขนส่งน้ำมัน (ปัจจุบันเป็น บริษัท บีอาร์เค อินเตอร์ทรานสปอร์ต จำกัด (ใบอนุญาตแสดงใน**ภาคผนวก 2-4.1**)) เพื่อดำเนินการจัดการเหตุรั่วไหล ตามมาตรฐานการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมา โดยเจ้าของโครงการฯ จะประเมินการปฏิบัติการ และให้ความช่วยเหลือตามความเหมาะสม

โดยรายละเอียดอุปกรณ์กำจัดน้ำมันหกรั่วไหลและอุปกรณ์ฉุกเฉินของพื้นที่แปลง S1แสดงดัง**ตารางที่ 2-80**

ตารางที่ 2-80 รายละเอียดอุปกรณ์กำจัดน้ำมันหกรั่วไหลและอุปกรณ์ฉุกเฉินของพื้นที่แปลง S1

รายละเอียดอุปกรณ์	พื้นที่จัดเก็บ					
	สถานีผลิตลานกระบือ (สถานีดับเพลิง)	คลังน้ำมันดิบบึงพระ	ผู้รับเหมาขนส่งน้ำมันดิบ (คลังเก็บบริษัท บีอาร์เค อินเตอร์ทรานสปอร์ต จำกัด อ.ลานกระบือ)	สถานีผลิตย่อย (NTM-A, STN-A)	ฐานหลุมผลิต (ผลิตผ่านฐาน)	ฐานหลุมผลิต (ผลิตผ่านท่อ)
ชุดอุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคล ได้แก่ Coveralls, บู้ท, ถุงมือ, หน้ากาก ฯลฯ	P	P	P	P	P	
Sorbent powder วัสดุดูดซับแบบผง หรือ ทรายซับน้ำมัน 30 กก.						P
Sorbent powder วัสดุดูดซับแบบผง หรือ ทรายซับน้ำมัน 100 กก.	P				P	
Sorbent powder วัสดุดูดซับแบบผง หรือ ทรายซับน้ำมัน 200 กก.				P		
Sorbent Boom 8”x 3 ม. หรือ 3” x 1.2 ม. ความยาว 120 ม.	P	P		P		
Sorbent Boom 8”x 3 ม. หรือ 3” x 1.2 ม. ความยาว 100 ม.			P			
Sorbent Pad 17” x 19” จำนวน 30 แผ่น					P	
Sorbent Pad 17” x 19” จำนวน 100 แผ่น		P	P	P		
Sorbent Pad 17” x 19” จำนวน 150 แผ่น	P					
ทราย (Sand)		P				
Mobile Transfer Pump 1 ชุด			P			
Vacumm Trucks	P					
อุปกรณ์ฉุกเฉิน และอื่น ๆ	P	P	P	P	P	

3) มาตรการจัดการเหตุฉุกเฉินเมื่อเกิดวาตภัย (พายุฤดูร้อน)

มาตรการป้องกันและจัดการเหตุฉุกเฉินเมื่อเกิดวาตภัย (พายุฤดูร้อน) ในช่วงกิจกรรมการเจาะ บริษัทฯ จะดำเนินการตาม คู่มือการขุดเจาะ (Drilling Manual) นโยบาย Stop Work Authority และคู่มือการจัดการเหตุฉุกเฉิน (S1 Emergency Response Plan) โดยมี Drilling Supervisor หรือผู้ที่ได้รับมอบหมายทำหน้าที่เป็น On Scene Commander (OSC) ซึ่งจะติดตามสภาพอากาศเพื่อวางแผนการเจาะ และในกรณีที่เกิดเหตุการณ์อันตรายจะขอความสนับสนุนจากผู้อำนวยการสถานการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Team Leader : ERTL) จากสถานีผลิตลานกระบือในการสนับสนุนทีมฉุกเฉิน (ทีมดับเพลิง ทีมช่วยเหลือ และทีมรถพยาบาล) และประสานงานกับหน่วยงานท้องถิ่นในพื้นที่ควบคู่กับการรายงานสถานการณ์และขอการสนับสนุนต่อเจ้าของโครงการฯ สามารถสรุปมาตรการได้ดังนี้

3.1) พิจารณาเลือกแท่นเจาะที่ได้รับการออกแบบภายใต้มาตรฐานสถาบันปิโตรเลียมแหล่งสหรัฐอเมริกา (American Petroleum Institute: API) ซึ่งตาม API กำหนดการออกแบบให้แท่นเจาะสามารถต้านทานลมสูงสุดได้ไม่น้อยกว่า 138.96 กิโลเมตร/ชั่วโมง

3.2) ปฏิบัติตามแผนการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน S1 Emergency Response Plan และ S1 Blowout Contingency Plan

3.3) ในกรณีที่เกิดพายุฤดูร้อน เจ้าของโครงการฯ และผู้รับเหมาต้องดำเนินการตามนโยบาย Stop Work Authority อย่างเคร่งครัด

3.4) หลบเข้าที่กำบังโดยทันที เพื่อป้องกันลมพายุและลูกเห็บตก หรือวัสดุอื่นใดที่อาจโดนลมพายุพัดมา และก่อให้เกิดอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงานได้

3.5) งดเว้นการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าทุกชนิด และโทรศัพท์มือถือชั่วคราว ในช่วงที่เกิดพายุฝนฟ้าคะนอง

2.9.2.5(3) การประสานงานกับหน่วยงานฉุกเฉินภายนอก

กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินโดยทั่วไปภายในองค์กร Emergency Response Team (ERT) จะเป็นผู้ตัดสินใจในการสั่งการติดต่อขอความช่วยเหลือ หากเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นนั้นเกินความสามารถในการรองรับของหน่วยงานภายในองค์กรและต้องการความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอก จะแบ่งเป็น กรณีเหตุฉุกเฉินทางการแพทย์ และกรณีเหตุฉุกเฉินอื่น ๆ ที่ไม่ต้องมีหน่วยแพทย์รองรับ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1) กรณีเหตุฉุกเฉินทางการแพทย์

เมื่อเจ้าหน้าที่สื่อสารประจำโครงการฯ ได้รับแจ้งเหตุฉุกเฉิน และเป็นเหตุฉุกเฉินที่ต้องการการสนับสนุนทางการแพทย์ เจ้าหน้าที่สื่อสารที่สถานีผลิตลานกระบือจะแจ้งต่อไปยังหัวหน้างานฝ่ายผลิต (PS1/P) เพื่อประสานงานกับหน่วยแพทย์ของลานกระบือ ในกรณีที่แพทย์ของลานกระบือพิจารณาแล้วเห็นว่า เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นนั้นเกินความสามารถในการรองรับของหน่วยแพทย์ของลานกระบือ จะดำเนินการติดต่อประสานงานกับโรงพยาบาลที่เป็นคู่สัญญาแสดงดัง **ตารางที่ 2-81**

ตารางที่ 2-81 หมายเลขโทรศัพท์ติดต่อประสานงานโรงพยาบาลคู่สัญญากรณีเหตุฉุกเฉิน

โรงพยาบาล	หมายเลขโทรศัพท์ติดต่อประสานงาน
โรงพยาบาลพิษณุเวช	(055) 909 – 000
โรงพยาบาลรวมแพทย์พิษณุโลก	(055) 242 – 574 และ (055) 219 – 307
โรงพยาบาลพุทธชินราช	(055) 270 – 300
โรงพยาบาลกรุงเทพพิษณุโลก	(055) 051 – 051724
โรงพยาบาลพิษณุโลกฮอสพิทอล	(055) 909 – 888

2) กรณีเหตุฉุกเฉินอื่น ๆ ที่ไม่ต้องใช้หน่วยแพทย์รองรับ

เมื่อเจ้าหน้าที่สื่อสารประจำโครงการฯ (LKU Telecom Operator) ได้รับแจ้งเหตุฉุกเฉิน เจ้าหน้าที่สื่อสารประจำโครงการฯ จะแจ้งต่อไปยังรักษาการผู้สั่งการเหตุฉุกเฉิน (ERT Duty Officer) ซึ่งจะเป็นผู้รายงานไปผู้สั่งการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Response Team Leader; ERT Leader or ERTL) โดย ERTL หรือ DERTL ในฐานะสั่งการเหตุฉุกเฉินจะเป็นผู้พิจารณาถึงระดับความรุนแรงและตัดสินใจอนุมัติทีมสนับสนุนเพิ่มขึ้น ในการประสานงานกับหน่วยงานภายนอก ในกรณีที่เป็นเหตุการณ์ที่เกินขีดความสามารถ (Major Emergency) ของหน่วยงานภายใน และต้องการความช่วยเหลือจากหน่วยงานใกล้เคียง เช่น สถานีดับเพลิง สถานีตำรวจ รวมทั้งหน่วยงานของท้องถิ่น และหน่วยงานสนับสนุนอื่น ๆ ที่จำเป็น ในพื้นที่ใกล้เคียงกับฐานหลุมผลิต แสดงดัง**ตารางที่ 2-82**

ตารางที่ 2-82 หมายเลขโทรศัพท์หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกรณีเหตุฉุกเฉิน

หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	หมายเลขโทรศัพท์ติดต่อประสานงาน
กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	02-794-3000
กรมเจ้าท่า HOT LINE	1199 และ 02-233-1311 ถึง 20
กรมชลประทาน HOT LINE	1460 และ 02-241-0020 ถึง 29
กรมควบคุมมลพิษ	02-298-2000
สมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (IESG)	02-239-7918
จ.กำแพงเพชร	
อ.เมืองกำแพงเพชร	
– สถานีดับเพลิงกำแพงเพชร	(055) 711–300
– สภอ.กำแพงเพชร	(055) 720–080, (055) 722–170, (055) 716-868 และ 191
อ.ไทรงาม	
– สถานีดับเพลิงไทรงาม	(055) 737-104
– สภอ.ไทรงาม	(055) 791-118
อ.ลานกระบือ	
– สภอ.ลานกระบือ	(055) 769-124 และ (055) 769-124
– โรงพยาบาลลานกระบือ	(055) 769-085-6

ตารางที่ 2-82 หมายเลขโทรศัพท์หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกรณีเหตุฉุกเฉิน

หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	หมายเลขโทรศัพท์ติดต่อประสานงาน
จ.พิจิตร	
อ.วชิรบารมี	
– สภอ.วชิรบารมี	(056) 900-117
– โรงพยาบาลวชิรบารมี	(056) 900-126 และ (056) 900-127
จ. พิษณุโลก	
อ.เมืองพิษณุโลก	
– สถานีดับเพลิง	
o เบอร์โทรฉุกเฉิน	199
o สถานีดับเพลิงพิษณุโลก	(055) 258-000
– สถานีตำรวจ	
o เบอร์โทรฉุกเฉิน	191
o สภ.เมืองพิษณุโลก	(055) 258-777, (055) 225-012 และ (055) 258-125
อ.บางระกำ	
– สภอ.บางระกำ	(055) 371-178 และโทรสาร (055) 371-177
– สถานีดับเพลิงบางระกำ	(055) 371-745
จ.สุโขทัย	
อ.กงไกรลาศ	
– สถานีดับเพลิงกงไกรลาศ	(055) 691-199
– สภอ.กงไกรลาศ	(055) 691-114 และ (055) 691-432
– โรงพยาบาลกงไกรลาศ	(055) 691-152
อ.เมืองสุโขทัย	
– โรงพยาบาลสุโขทัย	(055) 611-333
– สภอ.เมืองเก่า	(055) 697-088
– สภอ.เมืองสุโขทัย	(055) 613-112
– สภอ.บ้านสวน	(055) 699-337
– สภอ.สุโขทัย	(055) 613-112
อ.คีรีมาศ	
– โรงพยาบาลคีรีมาศ	(055) 627-084
– สภอ.คีรีมาศ	(055) 693299, (055) 693-708 และสายด่วน 191
อ.ศรีสำโรง	
– โรงพยาบาลศรีสังวรสุโขทัย	(055) 682-030
– สภอ.บ้านไร่	(056) 539-106
– สภอ.ศรีสำโรง	(055) 681-416
อ.สวรรคโลก	
– โรงพยาบาลสวรรคโลก	(055) 641 592
– สภอ.เมืองบางขลัง	(055) 942-656

ตารางที่ 2-82 หมายเลขโทรศัพท์หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกรณีเหตุฉุกเฉิน

หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	หมายเลขโทรศัพท์ติดต่อประสานงาน
– สภอ.สวรรคโลก สาขาปากน้ำ	(055) 642-284
– สถานีดับเพลิงเทศบาลเมืองสวรรคโลก	(055) 642-222
จ.อุตรดิตถ์	
อ.พิชัย	
– โรงพยาบาลพิชัย	(055) 832-100
– สถานีตำรวจภูธรนาอิน	(055) 823-080
– สถานีตำรวจภูธรพญาแมน	(055) 455-307
– สถานีตำรวจภูธรพิชัย	(055) 832-060

2.9.3 ระบบใบอนุญาตการทำงาน (Permit to Work System, PTW)

เจ้าของโครงการฯ ได้จัดระบบการทำงานสำหรับลักษณะงานที่เสี่ยงอันตราย ให้มีระบบใบอนุญาตทำงาน เพื่อให้แน่ใจว่าการดำเนินงานทุกขั้นตอนได้รับการควบคุม ดูแลอย่างเข้มงวด และมาตรการป้องกันต่าง ๆ ได้ถูกนำมาปฏิบัติตั้งแต่เริ่มทำงาน ขณะทำงาน จนเสร็จสิ้นการทำงาน ระบบใบอนุญาตทำงานเป็นองค์ประกอบสำคัญในการยืนยันว่าขั้นตอนที่จำเป็นต่าง ๆ นั้น ได้รับการประเมินเพื่อให้เกิดความมั่นใจว่ามีความปลอดภัยต่อบุคลากร และอุปกรณ์/เครื่องจักรต่าง ๆ ระบบฯ กำหนดให้ผู้ขออนุญาตทำงานในพื้นที่รับผิดชอบ ต้องยื่นใบขออนุญาตทำงาน และต้องได้รับอนุญาตก่อนการทำงานนั้น ๆ ในขั้นตอนการขออนุญาตทำงาน ผู้ขออนุญาตทำงานต้องประเมินระดับของความเสี่ยงอันตรายของลักษณะงานว่าอยู่ในประเภทใด (Hazard Categories) จากนั้นต้องกำหนดแผนการทำงาน รายละเอียดของงานที่จะปฏิบัติ สถานที่ทำงาน เครื่องมือ/อุปกรณ์/แรงงานที่ต้องใช้ อันตรายที่อาจจะเกิดขึ้นพร้อมทั้งกำหนดวิธีการในการป้องกันที่จำเป็น เพื่อเตรียมมาตรการความปลอดภัย แก้ไข ฟื้นฟู และควบคุมอันตราย ให้พร้อมก่อนเริ่มปฏิบัติงาน รายละเอียดทั้งหมดจะต้องนำเสนอต่อผู้รับผิดชอบในการพิจารณาอนุมัติ เช่น ผู้ควบคุมการปฏิบัติการสถานีผลิต (Plant Supervisor) หรือผู้ควบคุมการปฏิบัติการภาคสนาม (Field Supervisor / Outstation Supervisor) เป็นต้น

2.9.4 มาตรฐานอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personnel Protective Equipment, PPE)

การปฏิบัติงานในพื้นที่เสี่ยงอันตรายต่าง ๆ เจ้าของโครงการฯ ได้กำหนดให้พนักงานทุกคน ผู้รับเหมา หรือผู้ที่เกี่ยวข้อง ปฏิบัติตาม PTTEP Operational Safety Management Standard (11038-STD-SSHE-505-R02) (**ภาคผนวก 2-3.10**) โดยต้องสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสมกับสภาพแวดล้อม ลักษณะงานที่กระทำอยู่ สรุปได้ดังตัวอย่างใน**ตารางที่ 2-83**

ตารางที่ 2-83 ลักษณะงานประเภทต่าง ๆ ที่ต้องสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล

ลักษณะกิจกรรม/พื้นที่ปฏิบัติงาน	อุปกรณ์ที่ต้องสวมใส่
1. เมื่ออยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน	– หมวกนิรภัย รองเท้านิรภัย แว่นตานิรภัย ชุดทำงาน
2. ตัดหญ้าด้วยเครื่องตัดหญ้า	– หมวกนิรภัย รองเท้านิรภัย ที่ครอบหู แว่นตานิรภัย ถุงมือผ้า ชุดทำงาน
3. พื้นที่สูบถ่ายน้ำมันดิบ	– หมวกนิรภัย รองเท้านิรภัย แว่นตานิรภัย ถุงมือหนัง หน้ากากป้องกันไอระเหยไฮโดรคาร์บอน ชุดทำงาน
4. งานเชื่อม	– หมวกนิรภัย หน้ากากงานเชื่อม (Welding Visor) รองเท้านิรภัย ถุงมือหนัง ชุดทำงาน
5. งานที่มีฝุ่นฟุ้งกระจาย	– หมวกนิรภัย รองเท้านิรภัย แว่นตานิรภัย หน้ากากป้องกันฝุ่น ถุงมือ ชุดทำงาน
6. งานที่เกี่ยวข้องกับสารเคมี	– หมวกนิรภัย รองเท้านิรภัย แว่นตานิรภัย ถุงมือป้องกันสารเคมี ผ้ากันเปื้อนป้องกันสารเคมี และหน้ากากป้องกันสารเคมี
7. บริเวณพื้นที่ทำงานของเครื่องจักรกลหนัก / Generator	– หมวกนิรภัย รองเท้านิรภัย ที่ครอบหู หน้ากากกันฝุ่น แว่นตานิรภัย ถุงมือหนัง ชุดทำงาน

2.9.5 ระเบียบความปลอดภัยในการใช้ถนน (Land Transport Manual) และการขับรถบรรทุกน้ำมันดิบ (Road Tanker Drivers Handbook)

ระเบียบความปลอดภัยเกี่ยวกับการขับรถอย่างปลอดภัยของเจ้าของโครงการฯ จะประกอบไปด้วยเอกสารต่าง ๆ ได้แก่ การใช้ถนน (S1 Land Transport Safety Case, **ภาคผนวก 2-3.9.2**) เป็นข้อบังคับ/ระเบียบปฏิบัติในการใช้เส้นทางเพื่อความปลอดภัยสำหรับยานพาหนะทุกประเภท และผู้ที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมของเจ้าของโครงการฯ มาตรการที่สำคัญ ได้แก่

- พนักงานขับรถ ต้องถือใบอนุญาตขับขี่ของกรมการขนส่งทางบกหรือใบขับขี่สากลที่เป็นที่ยอมรับ ไม่น้อยกว่า 2 ปี มีสุขภาพแข็งแรง ไม่ดื่มสุรา ได้รับ การทดสอบ อบรมกฎจราจรก่อนทำงาน รวมถึงต้องผ่านการอบรมการขับรถเชิงป้องกันอุบัติเหตุ (Defensive Driving Course) และต้องมีการปฏิบัติงานในโครงการ S1 เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 6 เดือน
- จำกัดความเร็วของพาหนะแต่ละประเภท ตามเส้นทางคมนาคมต่าง ๆ และติดตั้งอุปกรณ์ ได้แก่ ยางอะไหล่ เครื่องมือซ่อมรถ ถังดับเพลิง ป้ายสัญญาณฉุกเฉิน อุปกรณ์ปฐมพยาบาล และเสื้อแจ็คเก็ตสะท้อนแสง
- การเดินทางภายในพื้นที่แหล่งผลิตต่าง ๆ จำกัดให้อยู่ระหว่าง 06:00-19:00 น. ถ้ามีความจำเป็นนอกเหนือช่วงเวลาที่กำหนดต้องได้รับอนุญาตจากผู้บังคับบัญชาตามสายงาน (Line Supervisor) ที่รับผิดชอบ
- กรณีการเดินทางที่ใช้รถของบริษัทนอกเวลาปฏิบัติงาน การขับรถในเวลากลางคืน (ระหว่าง 19.00-06.00 น.) ยกเว้นในตัวจังหวัดพิษณุโลก หรือการขับรถออกนอกเขต 4 จังหวัด (พิษณุโลก กำแพงเพชร สุโขทัย และอุตรดิตถ์) และเป็นการเดินทางที่ไม่ใช่การเดินทางประจำ

หรือการขนย้ายแท่นเจาะและอุปกรณ์ขนาดใหญ่ ต้องมีการจัดทำแผนการเดินทาง (Journey Management Plan: JMP) ที่อนุมัติโดยผู้มีอำนาจอนุญาต

อีกทั้งพนักงานขับรถยังต้องปฏิบัติตามคู่มือพนักงานขับรถบรรทุกน้ำมันดิบ (Road Tanker Drivers Manual, **ภาคผนวก 2-3.9.3**) ของเจ้าของโครงการฯ ซึ่งมีรายละเอียดที่สำคัญ ดังนี้

- ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับรถบรรทุก และอันตรายจากของที่บรรทุก
- การควบคุมการจัดการสิ่งที่อาจเป็นอันตราย
- การบำรุงรักษารถยนต์และตรวจสอบความพร้อมของรถ
- เทคนิคการขับรถในเชิงป้องกัน (DDC) ครอบคลุมทั้งเรื่อง การเร่งเครื่อง การหยุดรถ การเปลี่ยนเกียร์ การจอดรถระหว่างเส้นทางการขนส่ง การขับรถบนถนน
- ขั้นตอนการรับน้ำมันดิบ
- การสูบถ่ายน้ำมันดิบ
- ข้อปฏิบัติเมื่อเกิดอุบัติเหตุหรือเหตุฉุกเฉิน เช่น รถเสียระหว่างการขนส่งน้ำมันดิบ การปฏิบัติและรายงานเมื่อน้ำมันดิบรั่วไหล การปฏิบัติและรายงานเมื่อเกิดไฟไหม้ ไฟไหม้ขณะสูบถ่ายน้ำมันดิบ ไฟไหม้ระหว่างการขนส่งน้ำมันดิบ เป็นต้น

2.9.6 ระบบความปลอดภัยในกิจกรรมการก่อสร้าง

ระบบความปลอดภัยในกิจกรรมการก่อสร้างของเจ้าของโครงการฯ ได้กำหนดเป็นแนวทางปฏิบัติ (Procedure) และ Specification ต่าง ๆ ครอบคลุมทั้งในงานก่อสร้าง (Construction) งานบำรุงรักษา (Maintenance) และการดำเนินการต่าง ๆ (Operations) ซึ่งผู้รับเหมาก่อสร้างจะต้องปฏิบัติตาม ได้แก่

1) Civil Construction Specifications
2) Electrical Construction Specifications
3) Instrument Construction Specifications
4) Mechanical and Piping Construction Specifications

มาตรการความปลอดภัยในงานก่อสร้างที่เกี่ยวข้องกับโครงการฯ สรุปได้ดัง**ตารางที่ 2-84** นอกจากนี้เจ้าของโครงการฯ ได้กำหนดมาตรการฯ เหล่านี้ไว้เป็นส่วนหนึ่งในคู่มือกฎระเบียบในการทำงานเพื่อให้ผู้รับเหมาก่อสร้างได้ปฏิบัติตาม

ตารางที่ 2-84 มาตรการความปลอดภัยในงานก่อสร้างที่สำคัญ

เรื่อง	สรุปรายละเอียดของมาตรการ
พื้นที่ก่อสร้าง	– การจัดให้มีรั้วล้อมรอบพื้นที่ขุดเจาะ – ติดตั้งสัญญาณ/ป้ายเตือนอันตราย – การควบคุมการผ่านเข้า-ออกพื้นที่ เฉพาะผู้ที่เกี่ยวข้อง และ/หรือ ผู้ที่ได้รับอนุญาตเท่านั้น – จัดให้มีพนักงานรักษาความปลอดภัยตลอด 24 ชั่วโมง
งานดินและงานขุด (Earthwork & Excavation)	– จะต้องได้รับใบอนุญาตปฏิบัติงานตามระบบ PTW – จัดให้มีป้ายเตือนอันตราย – จะต้องไม่ปิดกั้น หรือทำให้คู/ราง/ร่องน้ำหรือแหล่งน้ำในบริเวณที่ปฏิบัติงาน ระบายน้ำได้ไม่สะดวก
อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (PPE)	– จัดให้มีอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลให้พนักงาน สวมใส่ตามลักษณะงานที่ทำ ปฏิบัติตาม Personnel Protective Equipment (PPE) Standard

2.9.7 การตรวจสอบและบำรุงรักษา

ระบบการตรวจสอบและบำรุงรักษาของเจ้าของโครงการฯ จะดำเนินการตรวจสอบบำรุงรักษาในเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance) ตามมาตรฐานระยะเวลาที่กำหนดของกิจกรรมแต่ละส่วน เพื่อให้มั่นใจได้ว่ากิจกรรมของโครงการฯ ดำเนินการตามมาตรฐานความปลอดภัยอย่างเคร่งครัด

การตรวจสอบและบำรุงรักษาประกอบด้วยการตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของหลุมปิโตรเลียม ระบบเครื่องจักรและอุปกรณ์ในการผลิต ระบบเสริมการผลิต และระบบจัดการของเสียต่าง ๆ ซึ่งได้แบ่งระยะเวลาการตรวจสอบตามประเภทของอุปกรณ์แต่ละชนิด ตามที่ระบุในคู่มือ (Manual) มาตรฐานการปฏิบัติงาน (Procedures) ที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม และการบำรุงรักษา รวมถึงการปฏิบัติงานที่หลุมน้ำมัน (Well Services) ในพื้นที่รับผิดชอบของเจ้าของโครงการฯ

2.9.8 การจัดการด้านสุขภาพอนามัย

มาตรการฯ ครอบคลุมระเบียบปฏิบัติที่เกี่ยวกับการจัดการสุขภาพและอาชีวอนามัยของพนักงานและผู้รับเหมาที่เกี่ยวข้อง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้พนักงานทุกคนมีสุขภาพอนามัยที่ดี มีความพร้อมในการปฏิบัติงาน และเพื่อลดอุบัติเหตุ ความเสียหายจากการทำงาน อันเนื่องมาจากปัญหาด้านสุขภาพ โดยสรุปได้ดัง**ตารางที่ 2-85**

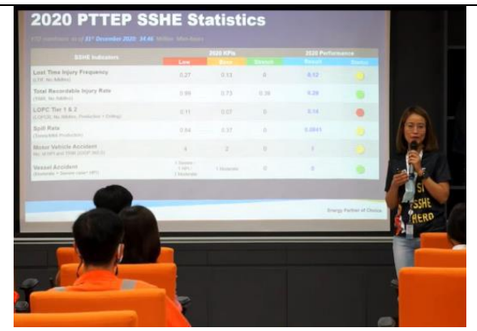
ตารางที่ 2-85 สรุปมาตรการที่เกี่ยวข้องกับการจัดการสุขภาพอนามัย

นโยบาย/มาตรการ	สรุปรายละเอียดของนโยบาย/มาตรการ
Drug & Alcohol Policy	– กำหนดให้พนักงานทุกคนต้องปราศจากสารมึนเมาทุกชนิดในขณะปฏิบัติงาน เพื่อลดความเสี่ยงต่อความเสียหาย/อุบัติเหตุ – จัดให้มีการบำบัด และฟื้นฟูสุขภาพของพนักงานที่ป่วยด้วยโรคที่เกี่ยวกับแอลกอฮอล์
Smoking Policy	กำหนดพื้นที่สูบบุหรี่และพื้นที่ห้ามสูบบุหรี่
Occupational Health Standards	กำหนดมาตรฐานของสภาพแวดล้อมในการทำงาน และมาตรการป้องกันผลกระทบ ได้แก่ **เสียง** – 80.0 dB (A) - ติดตั้งป้ายเตือนพนักงานเมื่ออยู่ในเขตที่มีระดับเสียงเกินกว่า 80.0 dB(A) – มากกว่า 80.0 dB (A) - พนักงานจำเป็นต้องสวมใส่เครื่องป้องกันเสียงดังตลอดเวลา – เครื่องมือ/อุปกรณ์ ที่มีระดับเสียงเกินกว่า 85.0 dB(A) จะต้องมีป้ายเตือนให้ผู้ใช้งานสวมใส่เครื่องป้องกันเสียง **สารเคมี** การใช้หรือครอบครองสารเคมี ต้องปฏิบัติดังนี้ – ปฏิบัติตาม Chemical Management procedure – สารเคมีที่จะใช้งานทุกชนิดต้องมี SDS (Safety Data Sheet) – สารเคมีชนิดใดที่ไม่ได้อยู่ใน Registered Chemical List (RCL) จะต้องได้รับความเห็นชอบโดยผู้ที่เกี่ยวข้องก่อนนำออกใช้งาน – ห้ามใช้สารเคมีที่มีส่วนประกอบของ Carcinogens, Suspected Carcinogens Mutagens and Sensitizers **ความร้อน** – ในบริเวณพื้นที่ทำงานที่มีความร้อนสูง จะต้องจัดเตรียมพื้นที่กำบัง น้ำดื่ม น้ำใช้ และพัดลมระบายอากาศอยู่เสมอ – มาตรการป้องกันผลกระทบในด้านอื่น ๆ เช่น Ionizing radiation, Vibration, Asbestos ฯลฯ
Food Storage and Hygiene	– เป็นมาตรการที่เกี่ยวข้องในการรักษาความสะอาดอาหาร ตั้งแต่ การจัดเก็บอาหาร การทำอาหาร ไปจนถึงการกำจัดขยะสดจากเศษอาหาร

2.9.9 การจัดกิจกรรมด้านความปลอดภัย

เจ้าของโครงการฯ มีการจัดกิจกรรมด้านความปลอดภัยต่าง ๆ เพื่อส่งเสริมให้พนักงานของโครงการฯ รวมทั้งพนักงานของผู้รับเหมาที่ปฏิบัติงานให้โครงการฯ ตระหนักถึงความสำคัญด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ซึ่งรายละเอียดกิจกรรมด้านความปลอดภัยที่เจ้าของโครงการฯ ได้จัดขึ้นแสดงดัง**ตารางที่ 2-86**

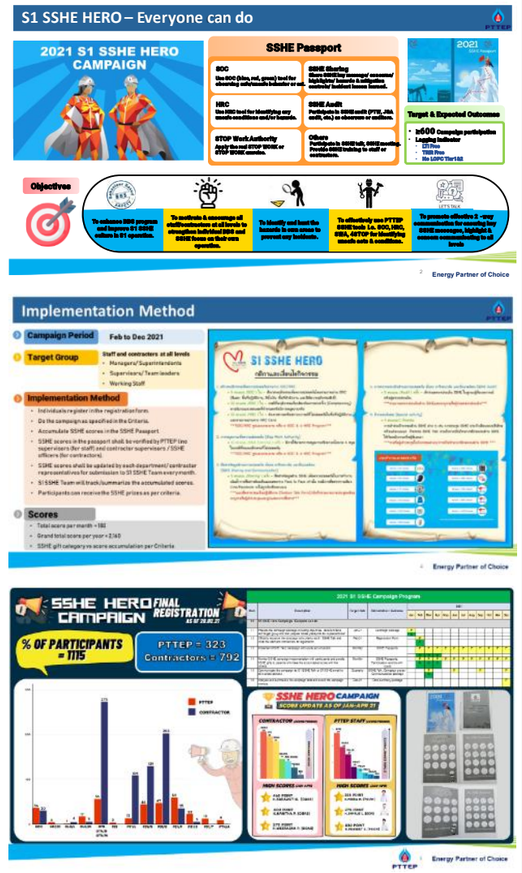
ตารางที่ 2-86 รายละเอียดกิจกรรมด้านความปลอดภัยที่เจ้าของโครงการฯ จัดขึ้นในพื้นที่แปลงสัมปทาน S1

กิจกรรมด้านความปลอดภัย	ความถี่	วัตถุประสงค์	รายละเอียดการดำเนินการ	ผลที่ได้รับ	ภาพการจัดกิจกรรม
กิจกรรมการสื่อสารด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ผ่าน S1 SSHE Talk Event	เป็นประจำทุกเดือน	– เพื่อเป็นช่องทางการสื่อสารประเด็นสำคัญด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE) ให้กับพนักงาน PTTEP และผู้รับเหมา โดยกิจกรรมใช้เวลาในแต่ละครั้งประมาณ 3 ชั่วโมง	– จัดกิจกรรม S1 SSHE Talk Event เป็นประจำทุกเดือน โดยกลุ่มเป้าหมายของกิจกรรม ประกอบด้วยพนักงาน ปตท.สผ. โครงการ S1 ในทุก ๆ แผนก และผู้รับเหมา – ในระหว่างกิจกรรม ผู้บริหาร บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด โครงการ S1 จะกล่าวเปิดและเน้นย้ำให้ทุกหน่วยงานปฏิบัติตามมาตรการด้าน SSHE รวมถึงเน้นย้ำประเด็นด้านความปลอดภัย อันตรายที่ต้องเฝ้าระวัง และการเน้นย้ำให้ปฏิบัติตามนโยบายหยุดทำงาน กรณีที่พบว่าผู้ปฏิบัติงานมีพฤติกรรมที่ไม่ปลอดภัย และมีสภาพการทำงานที่ไม่ปลอดภัย เป็นต้น – มีการนำเสนอรายละเอียดด้าน SSHE ประกอบด้วย สถิติด้านความปลอดภัยฯ รายละเอียดอุบัติการณ์ที่เกิดขึ้น พร้อมสาเหตุและแนวทางป้องกันการเกิดอุบัติเหตุ การเน้นย้ำการปฏิบัติตามมาตรการด้าน SSHE รวมถึงความรู้ด้าน SSHE ในเรื่องต่าง ๆ เช่น ความปลอดภัยในกระบวนการผลิต การป้องกันและเฝ้าระวังโรคตามช่วงฤดูกาล การออกกำลังกายและการดูแลสุขภาพ เป็นต้น – มีการหมุนเวียนให้ผู้แทนแต่ละแผนก มานำเสนอกิจกรรมการทำงาน ควบคู่ไปกับมาตรการด้าน SSHE ที่ปฏิบัติในแผนก – มีการรับฟังความคิดเห็นและข้อเสนอแนะด้าน SSHE จากผู้เข้าร่วมกิจกรรม เพื่อนำมาปรับปรุงและพัฒนาการดำเนินการด้าน SSHE ให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น	– พนักงานและผู้รับเหมา เกิดความตื่นตัวในการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัย – พนักงานและผู้รับเหมาได้รับความรู้และข้อมูลข่าวสารด้าน SSHE อย่างทั่วถึง – พนักงานและผู้รับเหมามีส่วนร่วมในการจัดกิจกรรม อันเป็นการส่งเสริมให้ทุกท่าน ได้แสดงถึงความมุ่งมั่นที่จะร่วมกันสร้างความปลอดภัยฯ ให้เกิดขึ้นกับพนักงานและผู้รับเหมาอย่างทั่วถึง	  
กิจกรรม Daily Toolbox Talk	เป็นประจำทุกวัน	– เพื่อเป็นช่องทางการสื่อสารถึงขั้นตอนการทำงานโดยละเอียด อันตรายที่อาจเกิดขึ้น และมาตรการป้องกันอันตรายที่กำหนดให้กับผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่เป็นประจำทุกวันก่อนเริ่มงาน	– ก่อนเริ่มปฏิบัติงานในพื้นที่ทำงานเป็นประจำทุกวัน หัวหน้างาน (Task Supervisor) จะสื่อสารและเน้นย้ำขั้นตอนการทำงานโดยละเอียด อันตรายที่อาจเกิดขึ้น และมาตรการป้องกันอันตรายที่กำหนด ให้กับผู้ปฏิบัติงาน ก่อนเริ่มงาน เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานทุกคนปฏิบัติงานได้อย่างปลอดภัย ปราศจาคอุบัติเหตุ – หัวหน้างานและผู้ปฏิบัติงาน จะร่วมกันตรวจสอบเครื่องมือและอุปกรณ์ที่จะใช้ในการทำงาน รวมถึงอุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคล เพื่อให้มั่นใจว่าเครื่องมือและอุปกรณ์ต่าง ๆ พร้อมใช้งานก่อนเริ่มงาน และสามารถใช้งานได้อย่างปลอดภัย	– รายละเอียดที่สำคัญ ได้ถูกสื่อสารให้กับผู้ปฏิบัติงาน – ผู้ปฏิบัติงาน เกิดความตื่นตัวและพร้อมในการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัย – เครื่องมือและอุปกรณ์ต่าง ๆ พร้อมใช้งานก่อนเริ่มงาน และสามารถใช้งานได้อย่างปลอดภัย	

ตารางที่ 2-86 รายละเอียดกิจกรรมด้านความปลอดภัยที่เจ้าของโครงการฯ จัดขึ้นในพื้นที่แปลงสัมปทาน S1

กิจกรรมด้านความปลอดภัย	ความถี่	วัตถุประสงค์	รายละเอียดการดำเนินการ	ผลที่ได้รับ	ภาพการจัดกิจกรรม
การสังเกตและรายงานสภาพการณ์หรือการกระทำที่ไม่ปลอดภัยในการทำงาน (Safety Observation and Communication Card (SOC) and Hazard Report Card & Communication (HRC) Implementation)	เป็นประจำทุกวัน	– เพื่อเป็นเครื่องมือให้กับพนักงานและผู้รับเหมาสังเกตและรายงานสภาพการณ์หรือการกระทำที่ไม่ปลอดภัยในการทำงาน (SOC / HRC) – เพื่อเป็นช่องทางให้พนักงานและผู้รับเหมาได้ทำการสังเกตความปลอดภัยในระหว่างปฏิบัติงาน ของเพื่อนร่วมงาน และทำการ Stop work หากพบเห็นความไม่ปลอดภัย เพื่อร่วมกันหาแนวทางในการแก้ไขก่อนเริ่มงานใหม่ อันเป็นการส่งเสริมให้เกิดความปลอดภัยในระหว่างปฏิบัติงาน	– ขั้นตอนการสังเกตและรายงานโดยใช้แบบสังเกตความปลอดภัยในการทำงาน (Safety Observation and – Communication Card: SOC) ประกอบไปด้วย 6 ขั้นตอนดังนี้ 1) ต้องวางแผนเพื่อกำหนดพื้นที่ และลักษณะงานก่อนที่จะทำการสังเกต 2) ให้สังเกตความปลอดภัยของพื้นที่ทำงาน อุปกรณ์ และแหล่งอันตรายต่าง ๆ รวมถึงพฤติกรรมและการตอบสนองของผู้ปฏิบัติงาน ผ่านทาง SOC Card หรือสามารถลงรายละเอียดใน Web-based program e-SOC ได้ 3) สื่อสารผลของการสังเกตทั้งในสิ่งที่ปลอดภัยและไม่ปลอดภัย กล่าวชมเมื่อพบการกระทำที่ถูกต้องปลอดภัย หากพบเหตุการณ์ที่ไม่ปลอดภัยให้สื่อสารหาทางแก้ไขให้ถูกต้องหรือหยุดงานหากมีความจำเป็น 4) บันทึกผลการสังเกตลงในแบบสังเกตความปลอดภัยฯ พร้อมทั้งระบุแนวทางในการปรับปรุง 5) นำแบบสังเกตความปลอดภัยฯ ส่งหัวหน้างานเพื่อปรึกษาหารือ 6) รวบรวมแบบสังเกตความปลอดภัยฯ เพื่อวิเคราะห์สถิติในการหาแนวทางปรับปรุง แล้วจึงส่งให้หน่วยงานความปลอดภัยฯ ในพื้นที่ นอกจากนี้ หากพบว่าสภาพการณ์ในพื้นที่ทำงานไม่ปลอดภัย สามารถรายงานเหตุการณ์ผ่าน แบบรายงานการพบเห็นความเสี่ยงที่อาจก่อให้เกิดการละเมิดข้อบังคับและสภาวการณ์ที่ไม่ปลอดภัย ทาง web-based program e-HRC ได้	– พนักงานและผู้รับเหมา ทำการสังเกตความปลอดภัยของเพื่อนร่วมงาน (ใช้ concept เพื่อนช่วยเพื่อน) ทำให้จำนวน incident ต่าง ๆ มีจำนวนลดน้อยลง และไม่มี อุบัติเหตุร้ายแรงเกิดขึ้น – พนักงานและผู้รับเหมาทุกบริษัท ให้ความร่วมมือในการนำระบบ SOC และ HRC ไปปฏิบัติอย่างต่อเนื่อง – นำข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์ผลจาก SOC และ HRC โดยเฉพาะพฤติกรรมและสภาวการณ์ที่ไม่ปลอดภัย ไปกำหนดเป็นกิจกรรมรณรงค์ด้านความปลอดภัยเฉพาะด้านนั้น ๆ เพื่อช่วยลดอุบัติเหตุได้	
กิจกรรมการตรวจประเมินด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE Audit & Inspection)	เป็นประจำทุกเดือน	– เพื่อตรวจประเมินการปฏิบัติงานของพนักงานและผู้รับเหมาในพื้นที่ปฏิบัติการโครงการ S1 ว่าเป็นไปตามขั้นตอนการทำงานที่ปลอดภัยหรือไม่	– มีการกำหนดแผนการตรวจประเมินด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE Audit & Inspection) ประจำปี และดำเนินการตรวจประเมินโดยคณะผู้บริหาร บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด โครงการ S1 คณะกรรมการความปลอดภัย (คปอ.) หน่วยงาน SSHE หัวหน้าหน่วยงาน และผู้แทนจากหน่วยงานต่าง ๆ – การตรวจประเมินด้าน SSHE จะครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานต่าง ๆ ในพื้นที่ปฏิบัติการโครงการ S1 อาทิ สถานีผลิตหลักลานกระบือ คลังน้ำมันดิบบึงพระ คลังพัสดุ หน่วยซ่อมบำรุงหลุมเจาะ สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ ฐานผลิตต่าง ๆ ฐานเจาะหลุมผลิต พื้นที่ก่อสร้างฐานผลิต เป็นต้น นอกจากนี้ ยังได้จัดให้มีการตรวจประเมินด้านระบบการบริหารจัดการความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE Management System)	– พนักงานและผู้รับเหมา เกิดความตื่นตัวในการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัย – มีการปรับปรุงการปฏิบัติงาน ให้มีความปลอดภัยต่อบุคคลและกระบวนการผลิตที่ดีขึ้น และเกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง	

ตารางที่ 2-86 รายละเอียดกิจกรรมด้านความปลอดภัยที่เจ้าของโครงการฯ จัดขึ้นในพื้นที่แปลงสัมปทาน S1

กิจกรรมด้านความปลอดภัย	ความถี่	วัตถุประสงค์	รายละเอียดการดำเนินการ	ผลที่ได้รับ	ภาพการจัดกิจกรรม
			ของผู้รับเหมา อย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้มั่นใจว่าผู้รับเหมามีการปฏิบัติงานเป็นไปตามขั้นตอนการทำงานที่ปลอดภัย และสอดคล้องกับมาตรการฯ ที่บริษัทกำหนด – หลังจากการตรวจประเมินฯ แล้วเสร็จ จะมีการสรุปผลการตรวจประเมินและสื่อสารให้กับผู้ตรวจประเมินได้รับทราบ และดำเนินการปรับปรุงแก้ไขตามข้อเสนอแนะ เพื่อให้มั่นใจว่าการปฏิบัติงานนั้นๆ มีความปลอดภัยต่อพนักงานและผู้รับเหมา และความปลอดภัยต่อกระบวนการผลิต		 
โครงการ SSHE Hero Campaign – Everyone can do	เป็นประจำทุกเดือน	– เพื่อส่งเสริมพฤติกรรมด้านความปลอดภัยของพนักงานและผู้รับเหมาทุกระดับ ทั้งระดับบริหาร ระดับหัวหน้างาน และระดับปฏิบัติการ โดยเน้นย้ำให้ทุกคนเป็นผู้นำด้านความปลอดภัยได้ด้วยตนเอง – เพื่อระบุและค้นหาอันตรายต่าง ๆ ในพื้นที่ปฏิบัติงานของตนเอง พร้อมทั้งกำหนดและปฏิบัติตามแนวทางป้องกันและแก้ไขเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดอุบัติเหตุในพื้นที่ทำงาน – เพื่อส่งเสริมให้พนักงานและผู้รับเหมานำเครื่องมือด้าน SSHE ที่มีอยู่ อาทิเช่น SOC HRC การสื่อสารด้าน SSHE การตรวจประเมินด้าน SSHE การปฏิบัติตามนโยบายหยุดงาน เมื่อพบสภาพหรือการกระทำที่ไม่ปลอดภัย มาใช้งานอย่างมีประสิทธิภาพ – เพื่อส่งเสริมการสื่อสารสองทางอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อให้มั่นใจว่ารายละเอียดที่สำคัญด้าน SSHE ได้ถูกนำไปสื่อสารให้กับผู้ปฏิบัติงานอย่างครบถ้วนและทั่วถึง	– มีการเปิดรับลงทะเบียนกิจกรรมของโครงการ SSHE Hero Campaign – Everyone can do – พนักงานและผู้รับเหมาที่ลงทะเบียนแล้ว จะได้รับ SSHE Passport เพื่อนำไปบันทึกผลการปฏิบัติงานด้าน SSHE ในแต่ละวัน ตามที่ได้ปฏิบัติจริง โดยมีการกำหนดกติกาและเงื่อนไขการร่วมกิจกรรม ในรูปแบบการสะสมคะแนนจากการนำเครื่องมือด้าน SSHE ไปใช้ เช่น SOC HRC การสื่อสารด้าน SSHE การตรวจประเมินด้าน SSHE การปฏิบัติตามนโยบายหยุดงาน เมื่อพบสภาพหรือการกระทำที่ไม่ปลอดภัย เป็นต้น – คะแนนที่สะสมของผู้ร่วมกิจกรรมแต่ละคน จะถูกตรวจสอบและรับรองโดยหัวหน้าของผู้นั้น เพื่อให้มั่นใจว่าได้ปฏิบัติตามเกณฑ์ที่กำหนด – หน่วยงาน SSHE จะทำการสรุปคะแนนของผู้เข้าร่วมกิจกรรมเป็นประจำทุกเดือน และประกาศผลผู้ที่ได้คะแนนสูงสุด 3 ลำดับแรก – ผู้ร่วมกิจกรรม สามารถนำ SSHE Passport ที่มีการบันทึกคะแนนสะสม มาแลกของรางวัลได้ที่หน่วยงาน SSHE – ในช่วงปลายเดือนธันวาคม 2564 หน่วยงาน SSHE จะสรุปผลคะแนนทั้งหมด และประกาศผลคะแนนสะสมสูงสุด 3 ลำดับแรกประจำปี และมอบรางวัลการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยฯ ให้กับผู้ได้รับรางวัลสูงสุด	– พนักงานและผู้รับเหมาตระหนักถึงอันตราย และมีการตื่นตัวในการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัย – มีการนำเครื่องมือด้าน SSHE ที่มีอยู่ มาใช้จริงอย่างมีประสิทธิภาพ – ปตท.สผ.โครงการ S1 มีสถิติด้านความปลอดภัยมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ประจำปี 2564 ที่ดีขึ้น	

2.9.10 โครงการอนุรักษ์การได้ยิน

1) กำหนดนโยบายการอนุรักษ์การได้ยิน

โครงการฯ ได้จัดทำ “นโยบายการอนุรักษ์การได้ยิน” ซึ่งลงนามโดยประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด โดยนโยบายแสดงถึงเจตนารมณ์ในการพัฒนาและปรับปรุงระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม รวมถึงจัดทำโครงการอนุรักษ์การได้ยินและคู่มือปฏิบัติงาน เพื่อควบคุม เฝ้าระวัง และป้องกันมิให้บุคลากรและผู้รับเหมาที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดังเกินมาตรฐานเกิดความเสี่ยงต่อการสูญเสียการได้ยิน รวมถึงจัดให้มีการฝึกอบรม และทดสอบสมรรถภาพการได้ยินของบุคลากรและผู้รับเหมาประจำปี รวมถึงกำหนดให้เป็นหน้าที่ของบุคลากรและผู้รับเหมาที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดังรบกวนเกินมาตรฐานต้องปฏิบัติตามนโยบายและคู่มือปฏิบัติงานอย่างเคร่งครัด (แสดงใน**ภาคผนวก 2-3.11**) ซึ่ง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้มีการกำหนดนโยบาย ดังนี้

1.1) การเฝ้าระวังเสียงดัง (Noise Monitoring)

1.2) การเฝ้าระวังการได้ยิน (Hearing Monitoring)

1.3) การจัดฝึกอบรมเกี่ยวกับโครงการอนุรักษ์การได้ยิน

1.4) การควบคุมเสียงจากแหล่งกำเนิด และทางผ่านก่อนการกำหนดให้ใช้อุปกรณ์ PPE

1.5) การติดป้ายเตือนให้มีการสวมใส่ PPE Ear Plug/Muff ในบริเวณที่มีเสียงดังเกินกว่า 85.0 เดซิเบลเอ และจัดให้มี Work Instruction สำหรับการทำงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง

1.6) ระบุหน้าที่ความรับผิดชอบของผู้ที่เกี่ยวข้อง

2) การเฝ้าระวังเสียงดัง (Noise Monitoring)

2.1) การสำรวจและตรวจวัดระดับเสียง

โครงการฯ จะสำรวจขั้นตอนการดำเนินงานทั้งในระยะก่อสร้างและติดตั้งฐานหลุมผลิต ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม และระยะผลิตปิโตรเลียม ว่ามีกระบวนการหรือขั้นตอนใดบ้างที่ก่อให้เกิดเสียงดัง และมีเครื่องจักรหรืออุปกรณ์ใดบ้างที่เป็นแหล่งกำเนิดของเสียงดัง นอกจากนี้ ทางโครงการฯ ยังได้ดำเนินการตรวจวัดระดับเสียงจากกระบวนการและ/หรือ แหล่งกำเนิดเสียงที่อาจก่อให้เกิดเสียงดังทุกจุด โดยเครื่องวัดเสียง Sound Level Meter และวิธีการตรวจวัดระดับเสียง ต้องเป็นไปตาม*ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง หลักเกณฑ์ วิธีการตรวจวัด และการวิเคราะห์สภาวะการทำงานเกี่ยวกับระดับความร้อน แสงสว่าง หรือเสียง รวมทั้งระยะเวลาและประเภทกิจการที่ต้องดำเนินการ พ.ศ. 2561* (รายงานผลการตรวจวัดระดับเสียงต้องได้รับการรับรองโดยเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงานระดับวิชาชีพ หรือผู้ที่ได้รับการขึ้นทะเบียนตาม*กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559* สำหรับพนักงานที่มีลักษณะงานที่ต้องย้ายจุดปฏิบัติงานไปในจุดต่าง ๆ ที่มีเสียงดังในระดับที่แตกต่างกันอาจวัดระดับเสียงดังโดยใช้ Noise Dosimeter ซึ่งสามารถประเมินการสัมผัสเสียงของพนักงานได้ทันที

การสำรวจนี้ จะบันทึกข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็น เช่น ลักษณะของเสียงเป็นเสียงดังต่อเนื่อง เสียงดังเป็นช่วง ๆ หรือเสียงกระทบหรือกระแทก ระยะเวลาการสัมผัสเสียงของพนักงาน ระยะเวลาการทำงาน แผนผัง กิจกรรมการทำงาน ตลอดจนพฤติกรรมการใช้อุปกรณ์ลดระดับเสียง (Ear plug/Ear muff) รวมถึงมาตรการทางวิศวกรรมที่มีอยู่ เช่น วัสดุดูดซับเสียง อุปกรณ์ลดเสียง (Silencer) เป็นต้น เพื่อดูว่ามีประสิทธิภาพตามที่ออกแบบไว้หรือไม่

2.2) ศึกษาระยะเวลาสัมผัสเสียงดังของพนักงาน

ศึกษาระยะเวลาสัมผัสเสียงดังของพนักงาน โดยการบันทึกระยะเวลาการทำงานของพนักงาน โดยอาจแบ่งกลุ่ม เช่น แผนก กลุ่มพนักงาน หรือเป็นรายบุคคล ซึ่งพนักงานบางคนอาจไม่ได้ทำงานจุดเดียว ลักษณะงานอาจต้องย้ายจุดปฏิบัติงานไปในจุดต่าง ๆ ที่มีเสียงดังในระดับที่แตกต่างกัน โดยบันทึกเวลาในหน่วยชั่วโมง

2.3) ประเมินการสัมผัสเสียงดังของพนักงานและแจ้งผลให้พนักงานทราบ

ประเมินการสัมผัสเสียงดังโดยนำข้อมูลระยะเวลาการสัมผัสเสียงดังตามข้อ 2.2) และระดับเสียง มาคำนวณเพื่อประเมินว่าพนักงานสัมผัสเสียงเกินมาตรฐานหรือไม่ (หรือประเมินการสัมผัสเสียงดังตาม *ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง หลักเกณฑ์ วิธีการตรวจวัด และการวิเคราะห์สภาวะการทำงานเกี่ยวกับระดับความร้อน แสงสว่าง หรือเสียง รวมทั้งระยะเวลาและประเภทกิจการที่ต้องดำเนินการ พ.ศ. 2561* ซึ่งค่า TWA 8 ชั่วโมง ที่คำนวณได้ต้องไม่เกิน 85.0 เดซิเบลเอ)

3) การเฝ้าระวังการได้ยิน (Hearing Monitoring) มีแนวทางปฏิบัติคือ

3.1) ทดสอบสมรรถภาพการได้ยิน (Audiogram)

จัดให้มีการทดสอบสมรรถภาพการได้ยิน (Audiogram) แก่พนักงานที่สัมผัสเสียงดัง โดยเฉพาะพนักงานที่ได้รับเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงาน 8 ชั่วโมง ตั้งแต่ 85.0 เดซิเบลเอ ขึ้นไป และให้ทดสอบสมรรถภาพการได้ยินของพนักงานครั้งต่อไปอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

3.2) แจ้งผลการทดสอบสมรรถภาพการได้ยิน

โครงการฯ จะแจ้งผลการทดสอบสมรรถภาพการได้ยินให้พนักงานทราบภายใน 7 วันนับแต่วันที่ทราบผลการทดสอบ โดยผลการตรวจสอบจะแบ่งออกได้เป็น 4 กลุ่ม

- กลุ่มที่ 1 ผลการตรวจปกติ ทั้งการรับฟังเสียง ความถี่สูง และการรับฟังเสียง ความถี่ต่ำ
- กลุ่มที่ 2 ผลการตรวจผิดปกติ โดยการรับฟังเสียงที่ผิดปกติ เกิดขึ้นเฉพาะในส่วนที่เป็นเซลล์ประสาทที่ทำหน้าที่รับฟังเสียงความถี่สูง (4,000-8,000 Hz) เท่านั้น เซลล์ประสาทที่รับฟังเสียงความถี่ต่ำ (500-2,000 Hz) ยังปกติดี เพราะฉะนั้น กลุ่มนี้จึงมีความเสื่อมสมรรถภาพของหูเกิดขึ้นแต่ยังไม่มีหูตึง และจะยังไม่มีปัญหาในการสื่อสารกับบุคคลอื่น ๆ ระยะนี้เป็นระยะที่ยังสามารถป้องกันไม่ให้เกิดภาวะหูตึงในอนาคตได้
- กลุ่มที่ 3 ผลการตรวจผิดปกติ พบทั้งในส่วนของการรับฟังเสียงความถี่สูง (4,000-8,000 Hz) และในส่วนของการรับฟังเสียงความถี่ต่ำ (500-2,000 Hz) เพราะฉะนั้น กลุ่มนี้จะมีความเสื่อมสมรรถภาพของการได้ยินจนถึงระดับที่มีภาวะหูตึงเกิดขึ้นแล้ว ซึ่งความรุนแรงของหูตึงก็จะตรวจวัดได้จากระดับความดังของเสียงที่ยังมีความสามารถรับฟังได้

- กลุ่มที่ 4 เป็นกลุ่มซึ่งมีความผิดปกติของการรับฟังเสียงที่ส่วนรับฟังเสียงความถี่ต่ำ (ความถี่ 500-2,000 Hz) เท่านั้น การรับฟังเสียงความถี่สูง (ความถี่ 4,000-8,000 Hz) ยังปกติ กลุ่มนี้จะมีภาวะหูตึงโดยที่สาเหตุมักจะมาจากโรคหูเองโดยตรง เช่น แก้วหูทะลุ หูน้ำหนวก หรือเป็นหวัด มีอาการหูอื้อในขณะที่รับการตรวจ

3.3) ทดสอบสมรรถภาพการได้ยินของลูกจ้างซ้ำ

ทดสอบสมรรถภาพการได้ยินของพนักงานซ้ำอีกครั้งภายใน 30 วัน หากพบว่าพนักงานสูญเสียการได้ยินที่หูข้างใดข้างหนึ่งตั้งแต่ 15 เดซิเบลเอ ขึ้นไป ที่ความถี่ใดความถี่หนึ่ง หากพบว่ายังมีความผิดปกติต้องจัดให้พนักงานได้รับการรักษาพยาบาลหรือได้รับคำแนะนำจากแพทย์ และมีมาตรการป้องกันต่อไป

4) การจัดฝึกอบรมเกี่ยวกับโครงการอนุรักษ์การได้ยิน

จัดให้มีการฝึกอบรมให้กับพนักงานทุกคนอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง ในหัวข้อดังนี้

4.1) ความสำคัญของการทดสอบสมรรถภาพการได้ยิน

4.2) อันตรายของเสียงดัง

4.3) การควบคุม ป้องกัน

4.4) การใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล

5) การจัดการด้านการควบคุมเสียง

5.1) จัดทำการเฝ้าระวังเสียงดัง (Noise Monitoring) โดยมีการตรวจวัดและติดตามด้านเสียงในพื้นที่ปีละ 1 ครั้ง โดยมีการตรวจวัดทั้งในพื้นที่ปฏิบัติงาน (Workplace Noise Level) และที่ติดที่ตัวบุคคล (Noise Dose) (แสดงดัง **รูปที่ 2-171**)





ตัวอย่างการตรวจวัดเสียงในพื้นที่ปฏิบัติงาน (Workplace Noise Level)





ตัวอย่างการตรวจวัดเสียงที่ติดที่ตัวบุคคล (Noise Dose)

รูปที่ 2-171 ภาพตัวอย่างการตรวจวัดเสียงในพื้นที่ปฏิบัติงาน (Workplace Noise Level) และติดที่ตัวบุคคล (Noise Dose)

5.2) นำเสนอผลการตรวจวัดนำเสนอต่อผู้บริหารและหัวหน้างานทุกแผนก และสื่อสารให้พนักงานทุกแผนกรับทราบผ่านทางประชุมรายเดือน เพื่อช่วยกันหาแนวทางแก้ไขและแนวทางป้องกัน และมีการดำเนินจัดการแก้ไขตามหลัก Hierarchy of Control Measures โดยจากที่ผ่านมากรณีเครื่องที่มีเสียงดังจะมีการดำเนินการ ดังนี้

- การควบคุมที่แหล่งกำเนิด
  - เลือกใช้เครื่องจักรหรือใช้เทคโนโลยีที่ไม่ก่อให้เกิดเสียงดัง
  - ตรวจสอบและบำรุงรักษาการทำงานของเครื่องจักร และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องอยู่เสมอ
  - การทบทวนการจัดเรียงอุปกรณ์ในพื้นที่ปฏิบัติงาน
- การควบคุมที่ทางผ่าน
  - เพิ่มระยะห่างระหว่างพื้นที่ปฏิบัติงานกับเครื่องจักรที่มีเสียงดัง ติดตั้งวัสดุดูดซับเสียง
  - ติดตั้งห้องครอบเสียงให้กับเครื่องจักรที่มีเสียงดัง
- การควบคุมเสียงดังที่ผู้รับเสียง
  - จัดติดตั้งป้ายเตือนในพื้นที่ปฏิบัติงาน ให้สวมใส่ PPE ตามที่กำหนด
  - ตรวจสอบทั้งพนักงานและผู้รับเหมา ก่อนเข้าทำงานต้องสวมใส่ PPE ให้ครบถ้วน

- มีการพูดคุยเรื่องความปลอดภัยก่อนเริ่มทำงาน (Toolbox talk) อาทิเช่น คุยเรื่องขั้นตอนการทำงาน อันตรายในพื้นที่ มาตรการป้องกันในการทำงาน เป็นต้น

5.3) จัดให้มีการทำ Noise Contour ในพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยโครงการฯ จะนำผลจากการตรวจวัดมาใช้ในการกำหนดการติดตั้งแผนที่เสียง (Noise Contour) ในแต่ละพื้นที่ พร้อมทั้งมีติดตั้งป้ายเตือนกรณีเข้าพื้นที่ต้องมีการสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันหู (Ear plug/ Ear Muff) ตามที่กำหนด

6) การติดป้ายเตือนให้มีการสวมใส่ PPE Ear Plug/Muff ในบริเวณที่มีเสียงดังเกินกว่า 85.0 เดซิเบลเอ และจัดให้มี Work Instruction สำหรับการทำงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง

7) หน้าที่ความรับผิดชอบของผู้ที่เกี่ยวข้อง

7.1) ผู้บริหาร และหัวหน้างานมีหน้าที่รับผิดชอบดังนี้

1) จัดหาอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลให้เพียงพอ และกำกับดูแลให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล ขณะปฏิบัติงานในสถานที่ที่กำหนด (เสียงดังเกิน 85.0 เดซิเบลเอ)
2) กำกับดูแลเพื่อให้มั่นใจได้ว่าอุปกรณ์ควบคุมเสียงและอุปกรณ์ลดเสียงได้รับการตรวจสอบเป็นประจำเพื่อให้มีสมรรถนะในการลดเสียงอย่างสม่ำเสมอ และมิให้มีการถอดถอนอุปกรณ์ควบคุมเสียงและอุปกรณ์ลดเสียง และมิให้ดำเนินการใด ๆ ที่จะทำให้สมรรถนะของอุปกรณ์ลดลง
3) หมุนเวียนสลับหน้าที่ระหว่างพนักงานด้วยกัน เพื่อให้ระดับเสียงที่ลูกจ้างได้รับเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงาน 8 ชั่วโมง น้อยกว่า 85.0 เดซิเบลเอ
4) จัดให้พนักงานที่ทำงานอยู่ในพื้นที่ที่มีเสียงดัง ต้องได้รับการตรวจสมรรถภาพการได้ยินเป็นประจำ
5) ติดประกาศผลการตรวจวัดระดับเสียง แผนผังแสดงระดับเสียงในแต่ละพื้นที่ เพื่อให้พนักงานทุกคนได้รับทราบ

7.2) พนักงานทุกคน มีหน้าที่รับผิดชอบที่ต้องปฏิบัติตาม Work Instruction ดังนี้

1) ต้องทราบถึงสถานที่เก็บอุปกรณ์ความปลอดภัย และวิธีการใช้อุปกรณ์นั้นจริง ๆ
2) สวมใส่ปลั๊กลดเสียงขณะปฏิบัติงานในสถานที่ที่กำหนด (เสียงดังเกิน 85.0 เดซิเบลเอ)
3) ตรวจสอบอุปกรณ์ควบคุมเสียงและอุปกรณ์ลดเสียงเป็นประจำเพื่อให้มีสมรรถนะในการลดเสียงอย่างสม่ำเสมอ
4) ห้ามถอดอุปกรณ์ควบคุมเสียงและอุปกรณ์ลดเสียง และห้ามดำเนินการใด ๆ ที่จะทำให้สมรรถนะของอุปกรณ์ลดลง
5) กระบวนการทำงานจะต้องเงียบที่สุดเท่าที่จะเงียบได้ โดยจะต้องป้องกันมิให้เสียงกระแทกหรือเสียงที่ไม่พึงปรารถนาใด ๆ

2.9.11 การตรวจสุขภาพ และข้อมูลด้านสุขภาพอนามัยและสาธารณสุขของพนักงาน

2.9.11.1 การตรวจสุขภาพของพนักงาน

2.9.11.1(1) การกำหนดรายการตรวจสุขภาพให้เหมาะสมกับลักษณะงานของพนักงาน

เจ้าของโครงการฯ มีนโยบายให้มีการตรวจสุขภาพของพนักงานก่อนรับเข้าปฏิบัติงาน รวมทั้งการตรวจสุขภาพประจำปี โดยเจ้าของโครงการฯ ได้กำหนดรายการตรวจสุขภาพให้เหมาะสมกับลักษณะงานของพนักงานแต่ละตำแหน่ง โดยสอดคล้องตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

1) กฎกระทรวงกำหนดมาตรฐานการตรวจสุขภาพลูกจ้างซึ่งทำงานเกี่ยวกับปัจจัยเสี่ยง พ.ศ. 2563
2) ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดงานที่ลูกจ้างทำเกี่ยวกับสารเคมีอันตรายที่นายจ้างต้องจัดให้มีการตรวจสุขภาพของลูกจ้าง พ.ศ. 2564 ข้อ 2 (1) โดยในประกาศได้กำหนดสารเคมีอันตรายที่นายจ้างต้องจัดให้มีการตรวจสุขภาพของลูกจ้างที่ทำงานในงานเกี่ยวกับปัจจัยเสี่ยง ได้แก่
   - สารเคมีอันตรายในกลุ่มสารทำละลายอินทรีย์
   - สารเคมีอันตรายในกลุ่มก๊าซ
   - สารเคมีอันตรายในกลุ่มฝุ่นหรือฟูมหรือผงโลหะ
   - สารเคมีอันตรายในกลุ่มกรด
   - สารเคมีอันตรายในกลุ่มสารกำจัดศัตรูพืช (pesticides)
   - สารเคมีอันตรายในกลุ่มอื่น ๆ
3) ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดแบบและวิธีการส่งผลการตรวจสุขภาพของลูกจ้างที่ผิดปกติหรือที่มีอาการหรือเจ็บป่วยเนื่องจากการทำงาน การให้การรักษาพยาบาล และการป้องกันแก้ไข พ.ศ. 2564
4) ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดแบบสมุดสุขภาพประจำตัวของลูกจ้างซึ่งทำงานเกี่ยวกับปัจจัยเสี่ยง พ.ศ. 2564

ในการตรวจสุขภาพของพนักงาน ปตท.สผ. จะพิจารณาจาก 2 ปัจจัย คือ การตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยง และการตรวจสุขภาพตามช่วงอายุ โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.9.11.1(2) การตรวจสุขภาพสำหรับพนักงานตามปัจจัยเสี่ยง

1) การตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงด้านเคมี

ตาม*ประกาศกฎกระทรวงกำหนดมาตรฐานการตรวจสุขภาพลูกจ้างซึ่งทำงานเกี่ยวกับปัจจัยเสี่ยง พ.ศ. 2563* กำหนดให้นายจ้างจัดให้มีการตรวจสุขภาพลูกจ้างที่มีความเสี่ยงในการทำงานกับสารเคมีอันตรายตามระยะเวลา เพื่อให้ทราบสภาวะความเปลี่ยนแปลงของร่างกาย โดยการตรวจสุขภาพลูกจ้างครั้งแรกให้เสร็จสิ้นภายใน 30 วันนับแต่วันที่รับลูกจ้างเข้าทำงาน และจัดให้มีการตรวจสุขภาพครั้งต่อไปอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง หรือเป็นไปตามที่ประกาศกำหนด สำหรับกิจกรรมของโครงการฯ มีความเกี่ยวข้องกับสารเคมีอันตรายในรายการที่ระบุใน*ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดงานที่ลูกจ้างทำเกี่ยวกับสารเคมีอันตรายที่นายจ้างต้องจัดให้มีการตรวจสุขภาพของลูกจ้าง พ.ศ. 2564* ซึ่งพนักงานที่ทำงานเกี่ยวกับปัจจัยเสี่ยงในกลุ่มสารเคมีอันตราย เจ้าของโครงการฯ ต้องจัดให้มีการตรวจสุขภาพพนักงานเป็นรายการเฉพาะ คือ สารเคมีในกลุ่มสารทำละลายอินทรีย์ ได้แก่ เบนซีน และสารอนุพันธ์ของเบนซีน เช่น โทลูอีน และไซลีน ซึ่งตำแหน่งงานที่ต้องตรวจเบนซีนในปัสสาวะ มีทั้งหมด 41 ตำแหน่ง และสำหรับตำแหน่งที่ต้องตรวจวัดเบนซีน โทลูอีน และไซลีน คือ Technician และ Laboratory โดยรายการตำแหน่งงานที่ต้องตรวจเบนซีนในปัสสาวะ ทั้ง 41 ตำแหน่ง แสดงดัง**ตารางที่ 2-87**

นอกจากนี้ โครงการฯ ได้กำหนดให้พนักงานที่ทำงานเสี่ยงต่อการสัมผัสเบนซีน จะต้องตรวจสอบความผิดปกติของเม็ดเลือดขาว (CBC) ในทุกช่วงอายุ และทุกตำแหน่งงาน

2) การตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงด้านกายภาพ

การตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงด้านกายภาพ ได้แก่ การตรวจสมรรถภาพการมองเห็น และการทดสอบสมรรถภาพการได้ยิน ซึ่ง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้จัดให้มีการตรวจในทุกช่วงอายุและทุกตำแหน่งงาน

ตารางที่ 2-87 รายการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงสำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในแปลง S1

ตำแหน่ง	ปัจจัยเสี่ยงทางด้านเคมี				ปัจจัยเสี่ยงทางด้านกายภาพ	
	สารเคมีอันตรายในกลุ่มสารทำละลายอินทรีย์			สารเคมีอันตรายในกลุ่มอื่น ๆ	การมองเห็น	การได้ยิน
	เบนซีน	โทลูอีน	ไซลีน	ฝุ่นอื่น ๆ		
External Relation Executive, Social Investment				✓	✓	
Assistant External Relation Executive, Stakeholder Engagement				✓	✓	
Assistant Officer, Administration					✓	
External Relation Executive, Stakeholder Engagement				✓	✓	
Manager, S1 External Relations				✓	✓	
External Relations Executive, Communication					✓	
Assistant External Relations Executive, Communication					✓	
Assistant Officer, Quality Assurance					✓	
Assistant Officer, SSHE Data Management					✓	
Engineer, SSHE (Safety Security and Environment)					✓	✓
Officer, SSHE (Fire Man)	✓			✓	✓	✓
Superintendent, SSHE					✓	✓
Technician, SSHE	✓			✓	✓	✓
Engineer, Inspection and Corrosion	✓			✓	✓	✓
Engineer, Integrity and Reliability				✓	✓	✓
Engineer, Maintenance (Instrument)	✓			✓	✓	✓
Engineer, Maintenance (Electrical)	✓			✓	✓	✓
Engineer, Maintenance (Mechanical)	✓			✓	✓	✓
Officer, Administrator					✓	

ตารางที่ 2-87 รายการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงสำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในแปลง S1

ตำแหน่ง	ปัจจัยเสี่ยงทางด้านเคมี				ปัจจัยเสี่ยงทางด้านกายภาพ	
	สารเคมีอันตรายในกลุ่มสารทำละลายอินทรีย์			สารเคมีอันตรายในกลุ่มอื่น ๆ	การมองเห็น	การได้ยิน
	เบนซีน	โทลูอีน	ไซลีน	ฝุ่นอื่น ๆ		
Skilled Technician, Power Plant (Operations & Maintenance)	✓			✓	✓	✓
Skilled Technician: Conditions Monitoring	✓			✓	✓	✓
Superintendent, Maintenance	✓			✓	✓	✓
Supervisor, Maintenance	✓			✓	✓	✓
Team Leader, Electrical	✓			✓	✓	✓
Team Leader, Gas Compressor & Gas Engine	✓			✓	✓	✓
Team Leader, Inspection	✓			✓	✓	✓
Team Leader, Instrument	✓			✓	✓	✓
Team Leader, Rotating Equipment & Planning	✓			✓	✓	✓
Foreman, Production (Wellsite)	✓				✓	✓
Operator, Production (Wellsite)	✓				✓	✓
Supervisor, Production (Wellsite)	✓				✓	✓
Assistant Officer, Administration					✓	
Foreman, Production (CCR)					✓	
Foreman, Production (process)	✓				✓	✓
Operator, Production (CCR)					✓	
Operator, Production (process)	✓				✓	✓
Superintendent, Production					✓	✓
Supervisor, Laboratory	✓				✓	✓
Supervisor, Production					✓	✓
Technician, Laboratory	✓	✓	✓		✓	✓
Assistant Officer, Administration					✓	
Assistant Officer, Transport Services					✓	
Officer, Office Maintenance Services/Officer, Infrastructure Services/ Assistance Outstation service				✓	✓	

ตารางที่ 2-87 รายการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงสำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในแปลง S1

ตำแหน่ง	ปัจจัยเสี่ยงทางด้านเคมี				ปัจจัยเสี่ยงทางด้านกายภาพ	
	สารเคมีอันตรายในกลุ่มสารทำละลายอินทรีย์			สารเคมีอันตรายในกลุ่มอื่น ๆ	การมองเห็น	การได้ยิน
	เบนซีน	โทลูอีน	ไซลีน	ฝุ่นอื่น ๆ		
Operator, Telecommunications Services					✓	
Superintendent, Operations Services					✓	
Superintendent, Office Services (LKU)					✓	
Superintendent, Office Services (Outstation)					✓	
Operator, Depot (BPR)	✓				✓	
Skill Technician, Fleet Maintenance and Inspection	✓			✓	✓	✓
Operator, Depot (LKU)	✓				✓	✓
Superintendent, Crude Evacuation					✓	
Supervisor , BCP/TOC Terminal					✓	
Supervisor, Terminal (BPR)	✓				✓	✓
Supervisor, Terminal (LKU)	✓				✓	✓
Supervisor, Fleet Maintenance & Inspection	✓			✓	✓	✓
Operator, Depot (BPC/TOP)	✓				✓	
Civil Engineers and Supervisor					✓	✓
Commissioning Engineers	✓				✓	✓
E&I Engineers and Supervisor	✓				✓	✓
Material Controllers					✓	
Mechanical Engineers	✓				✓	✓
Mechanical Supervisor					✓	
Officer, Safety					✓	✓
Onshore Execution Team Leader					✓	
QA/QC Supervisor					✓	✓
Senior Surveyor & Surveyor					✓	
Technical officer, Assistant					✓	
Supervisor, Drilling	✓			✓	✓	✓
Dispatcher Pipe Yard				✓	✓	

ตารางที่ 2-87 รายการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงสำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในแปลง S1

ตำแหน่ง	ปัจจัยเสี่ยงทางด้านเคมี				ปัจจัยเสี่ยงทางด้านกายภาพ	
	สารเคมีอันตรายในกลุ่มสารทำละลายอินทรีย์			สารเคมีอันตรายในกลุ่มอื่น ๆ	การมองเห็น	การได้ยิน
	เบนซีน	โทลูอีน	ไซลีน	ฝุ่นอื่น ๆ		
Maid				✓		
Officer, Stock Control				✓	✓	
Operator, Crane/Forklift				✓	✓	✓
Storekeeper (Pipe yard)				✓		✓
Supervisor, Onshore Support Base				✓	✓	
Team Leader, Material Yard/Team Leader, Warehouse (LKU) and Safety Officer				✓	✓	
Team Leader, Stock Control				✓	✓	
Truck Driver and helper				✓		✓
Dispatcher warehouse				✓	✓	
Storekeeper warehouse				✓	✓	
Assistant Officer, Well operations Training/Administrative Officer/ Officer, Well Operation Planning					✓	
E-line Supervisor/Team Leader	✓			✓	✓	✓
Mechanic Specialist, Onshore Well Operations	✓				✓	✓
Skilled Technician and Crew Chief Technician, Onshore Well Operations Crew Member Technician, Onshore Well Operations (E-line) (Light workover)	✓				✓	✓
Skilled Technician and Crew Chief Technician, Onshore Well Operations Crew Member Technician, Onshore Well Operations (Slick Line)	✓				✓	✓
Skilled Technician and Crew Chief Technician, Onshore Well Operations Crew Member					✓	✓

ตารางที่ 2-87 รายการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงสำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในแปลง S1

ตำแหน่ง	ปัจจัยเสี่ยงทางด้านเคมี				ปัจจัยเสี่ยงทางด้านกายภาพ	
	สารเคมีอันตรายในกลุ่มสารทำละลายอินทรีย์			สารเคมีอันตรายในกลุ่มอื่น ๆ	การมองเห็น	การได้ยิน
	เบนซีน	โทลูอีน	ไซลีน	ฝุ่นอื่น ๆ		
Technician, Onshore Well Operations (E-line) (Light workover)						
Superintendent, Onshore Well Operations/Manager, Onshore Well Operations (EWE/O) (Manager base on BKK)	✓				✓	✓
Well Operations SSHE Officer	✓				✓	✓
Supervisor, Workshop/Team Leader					✓	
Well Completion Supervisor/ Workover Supervisor / Rigless Light Workover & Project Supervisor	✓			✓	✓	✓
Wireline Supervisor/Team Leader	✓				✓	✓

3) การตรวจสุขภาพสำหรับพนักงานตามช่วงอายุ

รายการตรวจสุขภาพสำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในฐานปฏิบัติงานในแปลง S1 แบ่งออกเป็น 3 ระดับ จำแนกตามช่วงอายุ (แสดงดัง**ตารางที่ 2-88**) ดังนี้

1) พนักงานที่ปฏิบัติงาน อายุต่ำกว่า 35 ปี
2) พนักงานที่ปฏิบัติงาน อายุระหว่าง 35-44 ปี
3) พนักงานที่ปฏิบัติงาน อายุ 45 ปีขึ้นไป

แผนผังการกำหนดรายการตรวจสุขภาพของพนักงานของ ปตท.สผ. แสดงดัง**รูปที่ 2-172**

การตรวจสุขภาพพนักงานที่ฐานปฏิบัติการ S1 จำแนกตามปัจจัยเสี่ยงของพนักงาน โดยผลการตรวจสุขภาพประจำปี และผลการตรวจสุขภาพจำแนกตามปัจจัยเสี่ยงของพนักงานผู้ปฏิบัติงานที่ฐานปฏิบัติการ S1 ในระหว่างปี พ.ศ. 2561-2565 แสดงดัง**ตารางที่ 2-89** พบว่า ในปี พ.ศ. 2561 พนักงานส่วนใหญ่เป็นพนักงานที่มีช่วงอายุน้อยกว่า 35 ปี โดยมีสัดส่วนร้อยละ 31.7 ของพนักงานทั้งหมด และในระหว่างปี พ.ศ. 2562-2565 พนักงานส่วนใหญ่เป็นพนักงานที่มีช่วงอายุ 35 ปี ถึง 44 ปี โดยมีสัดส่วนร้อยละ 37.4-48.3 ของพนักงานทั้งหมด

ส่วนผลการตรวจสุขภาพจำแนกตามปัจจัยเสี่ยง สรุปได้ดังนี้

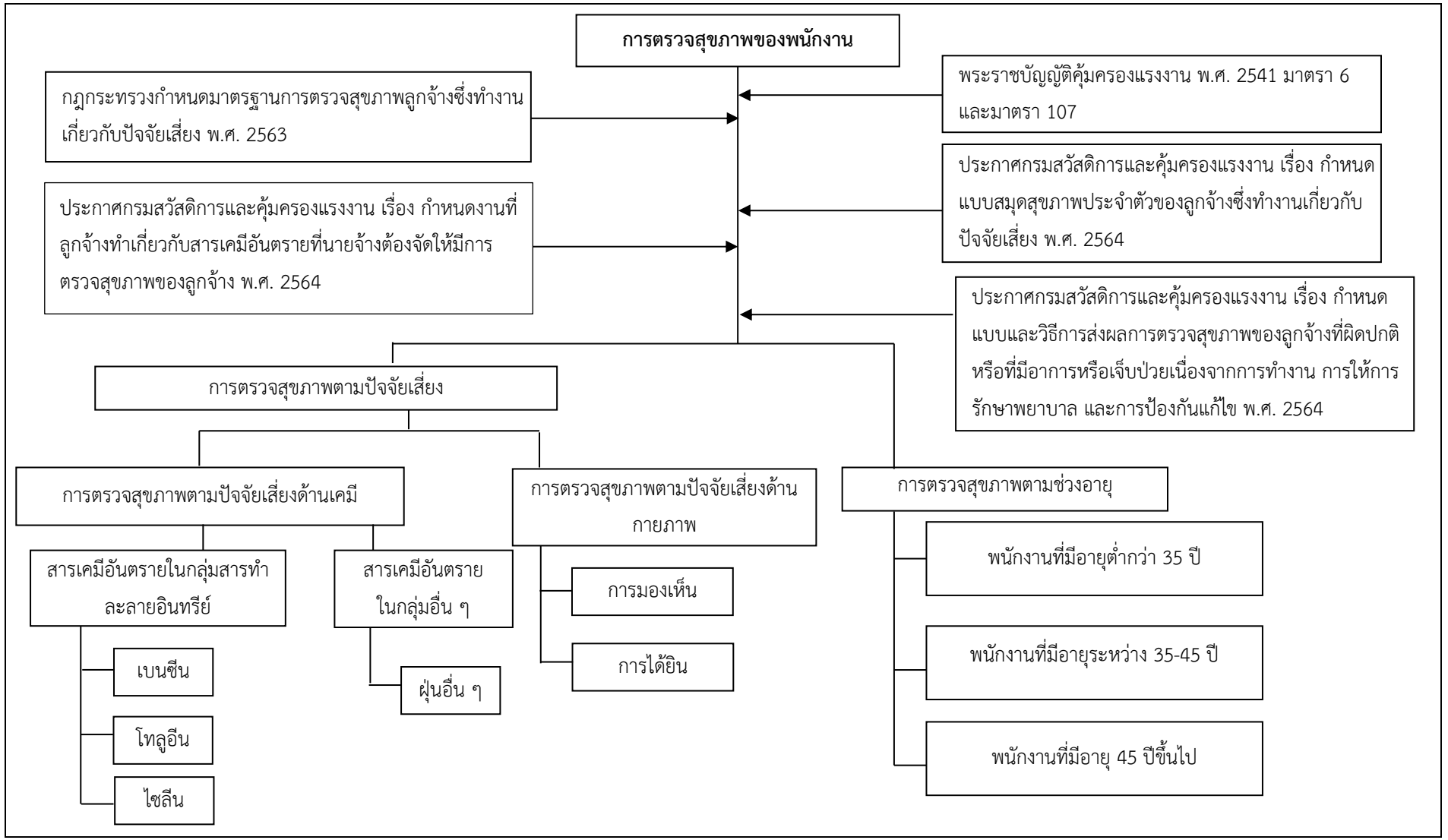
1) ผลการตรวจหาสารเบนซีนในปัสสาวะในกลุ่มเสี่ยงต่อการรับสัมผัส พบความผิดปกติเกินเกณฑ์มาตรฐาน ในปี พ.ศ. 2564 และ 2565 ในสัดส่วนร้อยละ 1.12 และ 0.46 ตามลำดับ โดยพนักงานที่ตรวจพบค่าผิดปกติ ได้เข้ารับการสืบค้นไม่พบว่าเกิดจากการทำงาน และจากการเก็บปัสสาวะซ้ำพบว่า ค่าอยู่ในเกณฑ์ปกติทั้งหมดแล้ว

2) ผลการตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (CBC) ไม่พบความผิดปกติ

3) ผลการเอกซเรย์ทรวงอกเพื่อดูสภาพปอดและหัวใจ ไม่พบความผิดปกติ

4) การตรวจสอบสมรรถภาพการได้ยินของพนักงาน พบความผิดปกติของสมรรถภาพการได้ยินของพนักงาน ร้อยละ 7.14-46.5 แต่ความผิดปกติของสมรรถภาพการได้ยินของพนักงาน ไม่เกี่ยวข้องกับการทำงาน โดยไม่พบลักษณะความผิดปกติอย่างชัดเจนที่เข้าเกณฑ์การวินิจฉัยภาวะประสาทหูเสื่อมจากเสียงดัง

ทั้งนี้ พนักงานของเจ้าของโครงการฯ จะมีสมุดสุขภาพประจำตัวของพนักงาน ในลักษณะสมุดสุขภาพอิเล็กทรอนิกส์ (E-Health Book) และโครงการฯ มีการส่งผลการตรวจสุขภาพของลูกจ้างที่ผิดปกติหรือที่มีอาการหรือเจ็บป่วยเนื่องจากการทำงาน การให้การรักษาพยาบาล และการป้องกันแก้ไข ซึ่งเป็นไปตาม*ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดแบบสมุดสุขภาพประจำตัวของลูกจ้างซึ่งทำงานเกี่ยวกับปัจจัยเสี่ยง พ.ศ. 2564* และ*ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดแบบและวิธีการส่งผลการตรวจสุขภาพของลูกจ้างที่ผิดปกติหรือที่มีอาการหรือเจ็บป่วยเนื่องจากการทำงาน การให้การรักษาพยาบาล และการป้องกันแก้ไข พ.ศ. 2564* รายละเอียดสมุดสุขภาพอิเล็กทรอนิกส์ แสดงดัง**ภาคผนวก 2-3.12**



รูปที่ 2-172 การกำหนดรายการตรวจสุขภาพของพนักงานของ ปตท.สผ.

ตารางที่ 2-88 รายการตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน และรายการตรวจสุขภาพประจำปี สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในฐานปฏิบัติงานในแปลง S1 จำแนกตามช่วงอายุ

ลำดับที่	รายการตรวจ	ช่วงอายุตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน			ช่วงอายุตรวจสุขภาพประจำปี		
		ต่ำกว่า 35 ปี	ระหว่าง 35-45 ปี	45 ปี ขึ้นไป	ต่ำกว่า 35 ปี	ระหว่าง 35-45 ปี	45 ปี ขึ้นไป
1	ตรวจร่างการอย่างละเอียดโดยแพทย์ (Physical Examination) ตรวจวัดความดันโลหิตและการเต้นของชีพจร (Blood Pressure and Heart Rate) ตรวจดัชนีมวลร่างกาย (BMI) ตรวจวัดสายตา การมองเห็น ตาบอดสี (Visual Test)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	เอกซเรย์ทรวงอกเพื่อดูสภาพปอดและหัวใจ (CHEST X-RAY)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	ตรวจความสมบูรณ์ของเม็ดเลือด (CBC)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	ตรวจระดับไขมันในเลือด (CHOLESTEROL, TRIGLYCERIDE, HDH, LDL)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	ตรวจหากรดยูริก (URIC ACID)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	ตรวจระดับน้ำตาลในเลือด (FBS)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	ตรวจการทำงานของตับ (SGOT, SGPT, ALKALINE PHOSPHATASE)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	ตรวจการทำงานของไต (BUN, CREATININE)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
9	ตรวจไวรัสตับอักเสบบี (HBsAg, HBsAb, HBcAb)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10	ตรวจกรุ๊ปเลือด (Blood Group and Rh Type)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
11	ตรวจปัสสาวะ (URINE EXAMINATION)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
12	ตรวจคลื่นไฟฟ้าด้วยหัวใจ (EKG)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
13	ตรวจคลื่นหัวใจขณะออกกำลังกาย (Exercise Stress Test)	✓	✓	✓			
14	ตรวจการได้ยิน (Audiogram)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
15	ตรวจเลือดแฝงในอุจจาระ (Stool Occult Blood)			✓			✓
16	ตรวจสารบ่งชี้โรคมะเร็งทางเดินอาหาร (CEA, AFP)			✓			✓
17	ตรวจสารบ่งชี้โรคมะเร็งต่อมลูกหมาก – สำหรับพนักงานชาย (PSA-for male)						✓
18	ตรวจอุลตร้าซาวน์ช่องท้องส่วนบน (Ultrasound Upper Abdomen)					✓	✓

ตารางที่ 2-88 รายการตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน และรายการตรวจสุขภาพประจำปี สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในฐานปฏิบัติงานในแปลง S1 จำแนกตามช่วงอายุ

ลำดับที่	รายการตรวจ	ช่วงอายุตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน			ช่วงอายุตรวจสุขภาพประจำปี		
		ต่ำกว่า 35 ปี	ระหว่าง 35-45 ปี	45 ปี ขึ้นไป	ต่ำกว่า 35 ปี	ระหว่าง 35-45 ปี	45 ปี ขึ้นไป
19	ตรวจอุลตร้าซาวน์ช่องท้องส่วนล่าง – สำหรับพนักงานหญิง (Ultrasound Lower Abdomen – for female)					✓	✓
20	ตรวจมะเร็งปากมดลูก – สำหรับพนักงานหญิง (Trinprep Pap Smear – for female)				✓	✓	✓
21	เอ๊กซเรย์เต้านม - สำหรับพนักงานหญิง (Mammogram – for female)						✓

ตารางที่ 2-89 ผลการตรวจสุขภาพสำหรับพนักงานในแปลง S1 ระหว่างปี พ.ศ. 2561-2565

รายละเอียดการตรวจสุขภาพ	2561		2562		2563		2564		2565	
	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ	จำนวน	ร้อยละ
จำนวนพนักงานที่เข้ารับการตรวจร่างกายทั้งหมด										
ช่วงอายุน้อยกว่า 35 ปี	162	37.5	130	31.8	105	25.9	91	23.4	71	19.9
ช่วงอายุตั้งแต่ 35 ปี ถึง 44 ปี	137	31.7	153	37.4	168	41.5	178	45.9	172	48.3
ช่วงอายุตั้งแต่ 45 ปีขึ้นไป	133	30.8	126	30.8	132	32.6	119	30.7	113	31.8
รวม	**432**	**100**	**409**	**100**	**405**	**100**	**388**	**100**	**356**	**100**
ผลการตรวจสุขภาพจำแนกตามปัจจัยเสี่ยง										
พบสารเบนซีนในปัสสาวะ	0	0	0	0	0	0	3[1/]	1.12	1[1/]	0.46
พบความผิดปกติของเม็ดเลือด (CBC)[2/]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
พบความผิดปกติจากการเอกซเรย์ทรวงอกเพื่อดูสภาพปอดและหัวใจ[3/]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
พบความผิดปกติของสมรรถภาพการได้ยินของพนักงาน	7[4/]	8.60	8[4/]	11.10	6[4/]	18.00	43[4/]	46.5	14[4/]	7.14

หมายเหตุ: 1/ ความผิดปกติของสารเบนซีนในปัสสาวะ ไม่เกี่ยวข้องกับการทำงาน

2/ ความผิดปกติของเม็ดเลือดจากการตรวจสอบความสมบูรณ์เม็ดเลือด (CBC) ในที่นี้ หมายถึงความผิดปกติที่เกี่ยวข้องกับการเกิดภาวะมะเร็งเม็ดเลือด หรือภาวะโลหิตจางจากการได้รับสารเคมี

3/ ความผิดปกติจากการเอกซเรย์ทรวงอกเพื่อดูสภาพปอดและหัวใจ หมายถึง ความผิดปกติของปอดและหัวใจที่เกี่ยวข้องกับโรคติดเชื้อวัณโรค มะเร็งปอด การอักเสบของปอดและหัวใจจากสารเคมี

4/ ความผิดปกติของสมรรถภาพการได้ยินของพนักงาน ไม่เกี่ยวข้องกับการทำงาน

2.9.11.2 ข้อมูลด้านสุขภาพอนามัยและสาธารณสุขของพนักงาน

1) สถานบริการทางสาธารณสุขและทางการแพทย์

สถานบริการสาธารณสุขที่พนักงานโครงการฯ จะเข้ารับการรักษาที่เป็นคู่สัญญาของ ปตท.สผ. ประกอบด้วย โรงพยาบาลเอกชนเมืองกำแพง โรงพยาบาลกำแพงเพชร โรงพยาบาลกรุงเทพพิษณุโลก โรงพยาบาลมหาวิทยาลัยนเรศวร โรงพยาบาลพิษณุเวช โรงพยาบาลพิษณุโลก (โรงพยาบาลอินเตอร์เวชการเดิม) โรงพยาบาลพุทธชินราช โรงพยาบาลพิษณุเวชสุโขทัย โรงพยาบาลรวมแพทย์สุโขทัย โรงพยาบาลสุโขทัย โรงพยาบาลพิษณุเวช อุตรดิตถ์ และโรงพยาบาลอุตรดิตถ์ นอกจากนี้ ยังมีโรงพยาบาลในพื้นที่ปฏิบัติงานของเจ้าของโครงการฯ ในเขตอำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร ที่พนักงานของ ปตท.สผ. เข้ารับบริการ 1 แห่ง คือ โรงพยาบาลลานกระบือ โดยในช่วงที่มีการดำเนินการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม เจ้าของโครงการฯ จะจัดให้มีบริการด้านสาธารณสุข แสดงดัง**ตารางที่ 2-90**

ตารางที่ 2-90 การบริการทางด้านสาธารณสุขในแต่ละระยะของการพัฒนาโครงการฯ

การบริการทางด้านสาธารณสุข	ระยะการพัฒนาโครงการฯ				
	ก่อสร้างและติดตั้ง	เจาะหลุมปิโตรเลียม	ทดสอบหลุม	การผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต	การผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม
จัดให้มียารักษาโรค และอุปกรณ์ปฐมพยาบาลในพื้นที่	✓	✓	✓	✓	✓
มีมาตรการประสานงานกับโรงพยาบาลใกล้เคียง เพื่อจัดการรับส่งผู้ป่วย กรณีเจ็บป่วย หรือเกิดอุบัติเหตุขณะปฏิบัติงาน	✓	✓	✓	✓	✓
จัดให้มีห้องพยาบาล จำนวน 1 ห้อง และเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ที่สถานีผลิตลานกระบือ	✓	✓	✓	✓	✓
มีรถพยาบาลเตรียมพร้อมที่สถานีผลิตลานกระบือ เพื่อส่งผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลในกรณีฉุกเฉิน	✓	✓	✓	✓	✓

2) บุคลากรทางสาธารณสุข

ในช่วงที่มีการดำเนินการพัฒนาแหล่งผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ตั้งแต่การก่อสร้างและติดตั้ง การเจาะหลุมปิโตรเลียม การทดสอบหลุม การผลิตผ่านฐานหลุมผลิต และการก่อสร้าง/การผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม เจ้าของโครงการฯ ได้จัดให้มีแพทย์ 1 คน และพยาบาล 2 คน ประจำสถานีผลิตลานกระบือ

3) สภาวะสุขภาพอนามัยของพนักงาน

สำหรับข้อมูลการเข้ารับการรักษาของพนักงาน ปตท.สผ. ในระหว่างปี พ.ศ. 2560-2564 ในโรงพยาบาลที่เป็นคู่สัญญาของ ปตท.สผ. ประกอบด้วย โรงพยาบาลเอกชนเมืองกำแพง โรงพยาบาลลานกระบือ โรงพยาบาลกำแพงเพชร โรงพยาบาลกรุงเทพพิษณุโลก โรงพยาบาลมหาวิทยาลัยนเรศวร โรงพยาบาลพิษณุเวช โรงพยาบาลพิษณุโลก (โรงพยาบาลอินเตอร์เวชการเดิม) โรงพยาบาลพุทธชินราช โรงพยาบาลพิษณุเวชสุโขทัย โรงพยาบาลรวมแพทย์สุโขทัย โรงพยาบาลสุโขทัย โรงพยาบาลพิษณุเวช อุตรดิตถ์ และโรงพยาบาลอุตรดิตถ์ มีรายละเอียดดังแสดงใน**บทที่ 3** ข้อมูลพื้นฐานด้านสุขภาพอนามัยและสาธารณสุขของพนักงานโครงการฯ ซึ่งแสดงข้อมูลจำนวนพนักงาน ปตท.สผ. ที่เข้ารับการรักษาในโรงพยาบาล ในปี พ.ศ. 2560-2564 และจำนวนผู้ป่วยนอกและผู้ป่วยในจำแนกตามกลุ่มโรคที่เข้ารับการรักษาของพนักงาน ปตท.สผ. ในโรงพยาบาล ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2564

2.9.12 การจัดการด้านสิ่งแวดล้อม

เจ้าของโครงการฯ ได้รับการรับรองในระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม หรือ ISO 14001:1996 เมื่อปี พ.ศ. 2540 และได้รับการรับรองในระบบ ISO14001:2015 ในปี พ.ศ. 2560 (แสดงดัง**ภาคผนวก 2-3.13**) โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อการลดผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชนให้น้อยที่สุด โดยมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง มีการแยกประเภทของเสียและลดปริมาณของเสียที่เกิดจากการปฏิบัติงานให้เหลือน้อยที่สุด และกำจัดของเสียเหล่านั้นด้วยวิธีที่ปลอดภัย โดยใช้เทคโนโลยีและระบบการจัดการที่มีการปรับปรุงอยู่เสมอ ระบบการจัดการสิ่งแวดล้อมของเจ้าของโครงการฯ ประกอบด้วยระเบียบปฏิบัติ/มาตรการต่าง ๆ ที่พนักงาน และผู้รับเหมา จะต้องปฏิบัติเมื่อกิจกรรมการทำงานมีของเสียเกิดขึ้น สรุปได้ดังนี้

2.9.12.1 มาตรการการจัดการของเสีย

การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมต่าง ๆ ของเจ้าของโครงการฯ พนักงาน และผู้รับเหมาที่รับผิดชอบต้องปฏิบัติตาม S1 Waste Management and Disposal Procedure (**ภาคผนวก 2-3.7**) ซึ่งเป็นมาตรฐานการจัดการมูลฝอยของเจ้าของโครงการฯ มีรายละเอียดหลักสรุปได้ดังนี้

1) มูลฝอยทุกประเภท

ต้องได้รับการจำแนก และแยกประเภทก่อนนำไปกำจัด โดยการจัดหาภาชนะรองรับของเสีย ให้ตรงกับประเภทของเสีย ดังนี้

1) ถังสีเหลือง หรือติดฉลากสีเหลือง สำหรับมูลฝอยรีไซเคิล
2) ถังสีน้ำเงิน หรือติดฉลากสีน้ำเงิน สำหรับมูลฝอยทั่วไปที่ไม่อันตราย
3) ถังสีแดง หรือติดฉลากสีแดง สำหรับมูลฝอยอันตราย

2) ของเสียอุตสาหกรรม (Industrial Waste)

ต้องจำแนกเป็น Hazardous และ Non-Hazardous Waste ก่อนกำจัด โดยพื้นที่เก็บของเสียประเภท Hazardous จะอยู่ภายใต้โรงจัดเก็บที่มีหลังคา พื้นคอนกรีต และรางระบายน้ำสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย พร้อมทั้งมีภาชนะรองรับของเสียที่มีสภาพดี มีป้ายระบุชัดเจน ในกรณีที่จำเป็น อาจต้องมีระบบเตือนเพลิงไหม้ หรือระบบหัวกระจายน้ำดับเพลิง พนักงานที่เกี่ยวข้องต้องสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลตามมาตรฐาน และตรวจสุขภาพประจำปีอย่างสม่ำเสมอ

2.9.12.2 การติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม และการปฏิบัติตามมาตรการจัดการผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

เจ้าของโครงการฯ ได้ตระหนักถึงการควบคุมดูแลผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการปฏิบัติงานขององค์กรในพื้นที่ต่าง ๆ โดยได้จัดให้มีการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปีอย่างต่อเนื่องในพื้นที่แหล่งสิริกิติ์ ได้แก่ สถานีผลิตลานกระบือ และหลุมผลิตปิโตรเลียมใกล้เคียง รวมถึงพื้นที่ปฏิบัติการที่อยู่ในความรับผิดชอบของเจ้าของโครงการฯ ได้แก่ คลังน้ำมันดิบบึงพระ อำเภอเมืองพิษณุโลก จังหวัดพิษณุโลก ทั้งนี้ การดำเนินการดังกล่าว อยู่นอกเหนือเงื่อนไขของรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) (แหล่งสิริกิติ์เริ่มผลิตน้ำมันมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 ก่อน พรบ. ส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ 2535 มีผลบังคับใช้) โดยคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่ทำการตรวจวัดประกอบด้วย

- คุณภาพน้ำใต้ดินจากบ่อน้ำใต้ดินบริเวณหลุมผลิตต่าง ๆ ในแหล่งสิริกิติ์และคลังน้ำมันดิบบึงพระ
- คุณภาพน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) ก่อนอัดกลับลงหลุมอัดน้ำ
- คุณภาพน้ำผิวดินในพื้นที่ผลิต
- คุณภาพน้ำใช้เพื่อการสาธารณูปโภคจากสถานีผลิตลานกระบือ

สำหรับการปฏิบัติตามมาตรการด้านสิ่งแวดล้อม ซึ่งกำหนดเป็นเงื่อนไขในการให้ความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) โดยคณะกรรมการผู้ชำนาญการสิ่งแวดล้อมฯ ของสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมทุกฉบับ เจ้าของโครงการฯ ได้จัดให้มีการจัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ นำเสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมอย่างต่อเนื่อง

2.9.12.3 การดำเนินการด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การดำเนินการด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมต่าง ๆ ภายในแปลง S1 ในปัจจุบันมีดังนี้

1) ให้การสนับสนุนหน่วยงานภาครัฐ องค์กรด้านสิ่งแวดล้อม หรือชุมชนในพื้นที่ ในการดำเนินโครงการปลูกต้นไม้เพื่อการฟื้นฟูระบบนิเวศและการดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
2) ให้การสนับสนุนการดำเนินโครงการที่เกี่ยวข้องกับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในที่นี้รวมถึงโครงการที่เกี่ยวข้องกับการอนุรักษ์พลังงานและสิ่งแวดล้อม โดยร่วมกับชุมชน หน่วยงานภาครัฐในพื้นที่ กำหนดและศึกษาความเป็นไปได้ของการพัฒนาโครงการเพื่อให้สอดรับกับความต้องการของ

ชุมชนและดำเนินการได้อย่างยั่งยืน เช่น โครงการก๊าซธรรมชาติเพื่อเกษตรชุมชนและสิ่งแวดล้อม โดยนำก๊าซธรรมชาติส่วนเกินจากกระบวนการผลิตน้ำมันดิบ ณ ฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ มาใช้ให้เกิดประโยชน์แก่ชุมชนแทนการเผาทิ้ง โดยการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการแปรรูปผลิตภัณฑ์เกษตรของวิสาหกิจชุมชนบ้านหนองตูม ซึ่งมีกิจการสินค้า OTOP (หนึ่งตำบลหนึ่งผลิตภัณฑ์) หรือการปลูกฝังจิตสำนึกเรื่องการจัดการสิ่งแวดล้อมแก่เยาวชน ผ่านการบริหารจัดการร้าน 4Rs Shop ซึ่งจะรับขายและซื้อเศษวัสดุเหลือใช้ เพื่อนำกลับมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด ซึ่งโครงการนี้ยังเป็นศูนย์การเรียนรู้ของชุมชนและผู้สนใจ

3) ให้ความรู้ด้านก๊าซเรือนกระจก และการลด/ชดเชยการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่บรรยากาศ ต่อชุมชนและสถานศึกษา

4) รณรงค์การเดินทางด้วยรูปแบบ Carpool และการวางแผนการเดินทาง รวมถึงการดับเครื่องกรณีที่ต้องจอดรถเป็นระยะเวลานาน

5) การปรับปรุงกระบวนการผลิตเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เช่น

   - เครื่องกำเนิดไอร้อนจากความร้อนที่ได้จากกระบวนการผลิต (Heat Recovery Stream Generator) ทำให้ช่วยประหยัดการใช้เชื้อเพลิงได้
   - ลดการเผาก๊าซ และนำกลับมาใช้ประโยชน์ให้มากที่สุด ผ่านโครงการ Bi-fuel generator เป็นส่วนหนึ่งในแนวคิดดังกล่าว โดยนำก๊าซที่ได้จากกระบวนการผลิตมาผลิตกระแสไฟฟ้าควบคู่กับการใช้น้ำมันดีเซล
   - การอัดกลับก๊าซส่วนเกินลงไปกักเก็บไว้ในแหล่งผลิต (Surplus Gas Injection) และนำกลับมาใช้ประโยชน์เมื่อปริมาณก๊าซหลุมหลุมผลิตมาสัดส่วนลดลง
   - ตรวจสอบการรั่วไหลของมีเทน (Methane Leak survey) เพื่อหาจุดที่มีก๊าซรั่ว และรีบดำเนินการซ่อมเพื่อลดการปล่อยก๊าซมีเทน
   - เปลี่ยนน้ำมันรถ light fleet จากประเภทดีเซล B7 เป็นดีเซล B10
   - การจัดการการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator Minimization) เพื่อลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิต

   ทั้งนี้ ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2549 – ปัจจุบัน บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มีการดำเนินโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจำนวนทั้งสิ้น 15 โครงการ ประกอบด้วย

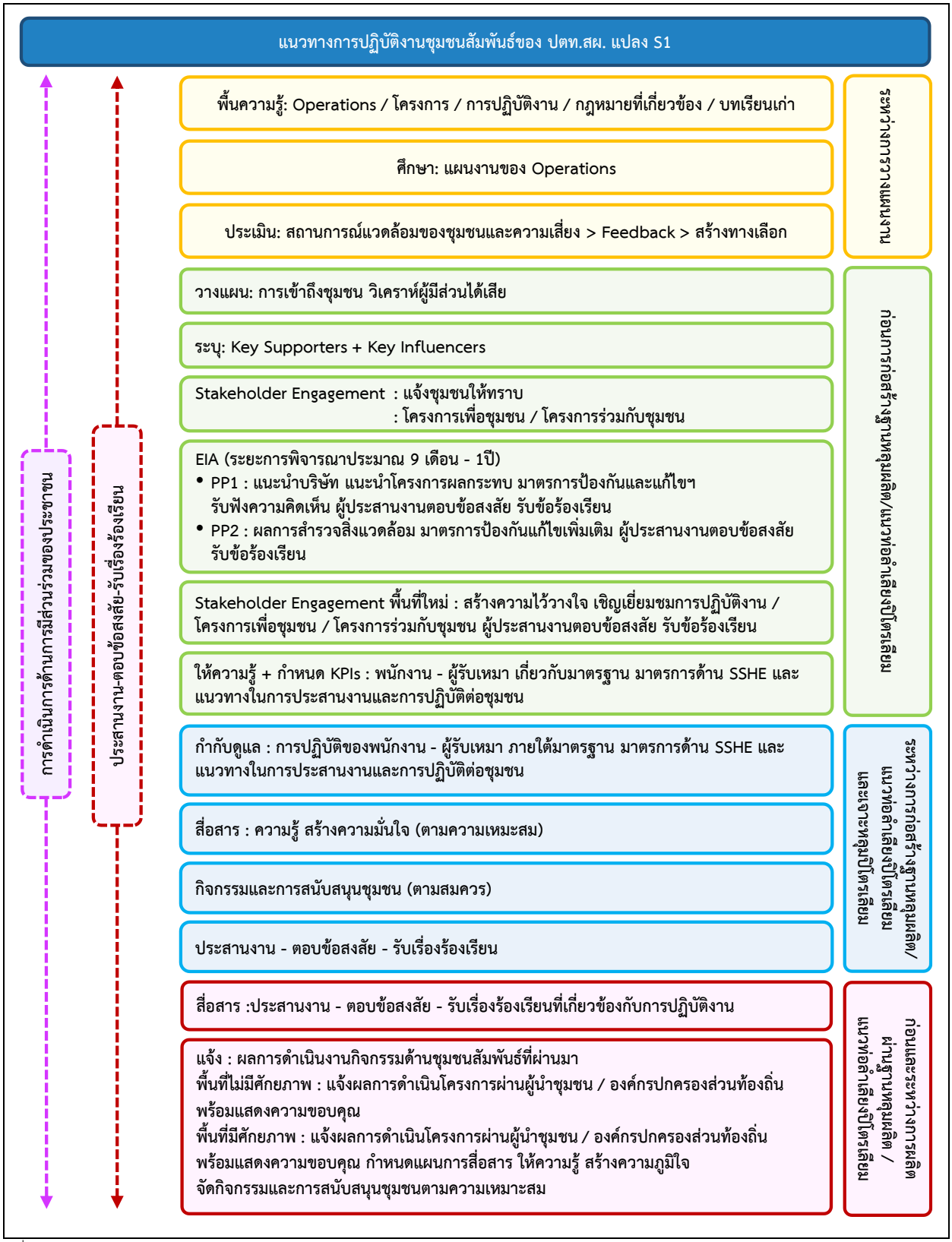
   - โครงการที่เกี่ยวกับการลดการเผาก๊าซ (Flare Utilization) จำนวน 11 โครงการ
   - โครงการที่เกี่ยวกับการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน (Energy Efficiency: EE) จำนวน 3 โครงการ
   - โครงการลดการรั่วไหลของก๊าซจากกระบวนการผลิต (Leak Reduction) จำนวน 1 โครงการ

   จากโครงการทั้งหมด คิดเป็นปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้ประมาณ ร้อยละ 28 เมื่อเทียบกับปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมของโครงการในปัจจุบัน

2.10 การปฏิบัติงานด้านชุมชนสัมพันธ์สำหรับแปลง S1

การดำเนินงานด้านชุมชนสัมพันธ์ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด สำหรับแปลง S1 ในปัจจุบัน ได้เปิดโอกาสให้ประชาชน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในพื้นที่ได้เข้ามามีส่วนร่วมในการติดตามตรวจสอบผลกระทบของโครงการฯ ต่าง ๆ ผ่านทางช่องทาง/กิจกรรมต่าง ๆ ตามแนวทางการปฏิบัติงานด้านชุมชนสัมพันธ์ ซึ่งมีการดำเนินงานทั้งในระยะวางแผนงานก่อนการก่อสร้างฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม และระยะระหว่างการก่อสร้างฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม การเจาะหลุมปิโตรเลียม รวมถึงระยะก่อนและระหว่างการผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยสรุปแนวทางการปฏิบัติงานด้านชุมชนสัมพันธ์ของแปลง S1 ได้ดัง**รูปที่ 2-173** สำหรับรายละเอียดของการดำเนินงานด้านชุมชนสัมพันธ์ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด สำหรับแปลง S1 สามารถจำแนกได้เป็น 3 ส่วน ดังนี้

- การดำเนินการด้านการมีส่วนร่วมของประชาชน (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของแต่ละโครงการในแปลง S1) (รายละเอียดใน**หัวข้อ 2.10.1**)
- การรับเรื่องร้องเรียน (รายละเอียดใน**หัวข้อ 2.10.2**)
- การดำเนินกิจกรรมการช่วยเหลือสังคมตามแผนความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) (รายละเอียดใน**หัวข้อ 2.10.3**)



ที่มา: บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด (2566)

รูปที่ 2-173 แนวทางการปฏิบัติงานด้านชุมชนสัมพันธ์ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด แปลง S1

2.10.1 การดำเนินการด้านการมีส่วนร่วมของประชาชน (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการฯ)

การดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสียตามที่กำหนดไว้ในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของแต่ละโครงการในแปลง S1 มีรูปแบบของการดำเนินการ ประกอบด้วย 1) การสำรวจความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสีย ได้แก่ ประชาชนในพื้นที่ตั้งโครงการและพื้นที่ศึกษา ผู้นำชุมชน และกลุ่มอ่อนไหว/เปราะบางต่อผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งมีขอบเขตการดำเนินงานครอบคลุมฐานหลุมผลิตในรัศมี 1 2 และ 5 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมระยะ 50 และ 500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม และ 2) การจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นและการแจกเอกสารประชาสัมพันธ์ โดยที่ผ่านมาได้ดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสียดังกล่าวข้างต้น ระหว่างปี พ.ศ. 2564 และ พ.ศ. 2565 แล้วเสร็จเป็นที่เรียบร้อย (ผลสรุปการดำเนินงานด้านการมีส่วนร่วมซึ่งระบุไว้ในรายงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย และการประเมินผลกระทบด้านสุขภาพ โครงการผลิตปิโตรเลียมแปลง S1 ประจำปี พ.ศ. 2564 และ พ.ศ. 2565 ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด แสดงดัง**ภาคผนวก 2-5**) ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

2.10.1.1 รูปแบบและขั้นตอนการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการฯ)

รูปแบบและขั้นตอนการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสียตามที่กำหนดไว้ในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของแต่ละโครงการในแปลง S1 มีรูปแบบของการดำเนินงาน ประกอบด้วย

- การสำรวจความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสีย
- การจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นและการแจกเอกสารประชาสัมพันธ์

โดยมีวัตถุประสงค์ของการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- เพื่อประชาสัมพันธ์ และชี้แจงรายละเอียดโครงการ รวมถึงผลการปฏิบัติตามมาตรการสิ่งแวดล้อมด้านต่าง ๆ
- เพื่อเสริมสร้างความรู้ ความเข้าใจที่ถูกต้องของโครงการ โดยการให้ข้อมูลโครงการฯ ความก้าวหน้าและขั้นตอนการดำเนินงาน รวมถึงประเด็นด้านสิ่งแวดล้อม
- เพื่อรับฟังความคิดเห็น ข้อห่วงกังวล ความเดือดร้อน และผลกระทบที่อาจได้รับจากการดำเนินโครงการ
- เพื่อให้ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเข้ามามีส่วนร่วมในการแลกเปลี่ยน แสดงความคิดเห็น เกี่ยวกับโครงการในระยะดำเนินการ

สำหรับการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย ได้ดำเนินการในช่วงเดือนมีนาคมถึงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2564 และดำเนินการในช่วงเดือนตุลาคม พ.ศ. 2565 ซึ่งสามารถสรุปการดำเนินการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียด้วยแบบสอบถาม ได้ดัง**ตารางที่ 2-91** และสรุปการดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นและการแจกเอกสารประชาสัมพันธ์ ได้ดัง**ตารางที่ 2-92** และ**ตารางที่ 2-93** ตามลำดับ ทั้งนี้ การนำเสนอผลได้เรียงลำดับตามตัวอักษร A-Z ตามชื่อฐานหลุมผลิต และแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ซึ่งจำแนกได้ 69 รายการ ดังนี้

ฐานหลุมผลิต จำนวน 42 ฐาน

1. ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)
2. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ซีบี (LKU-CB)
3. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ซีซี (LKU-CC)
4. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ดีดี (LKU-DD)
5. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอ็ม (LKU-M)
6. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอส (LKU-S)
7. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วี (LKU-V)
8. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วาย (LKU-Y)
9. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซด และแซด ขยาย (LKU-Z&Z_Ext.)
10. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเอ (LKU-ZA)
11. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ซี และซี ขยาย (LKU-C&C_Ext.)
12. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดบี (LKU-ZB)
13. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC)
14. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเจ (LKU-ZJ)
15. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอฟ (NMM-F)
16. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอช (NMM-H)
17. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ไอ (NMM-I)
18. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J)
19. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q)
20. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-เอ (NOH-A)
21. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-บี (NOH-B)
22. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ซี (NOH-C)
23. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A)
24. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-อี (NPG-E)
25. ฐานหลุมผลิตหนองแสง-เอ (NSG-A)
26. สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)
27. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B)

28. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)
29. ฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A)
30. ฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-เอ (PKM-A)
31. ฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)
32. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)
33. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B)
34. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอฟ (PTO-F)
35. ฐานหลุมผลิตสามพญา-ดี (SPA-D)
36. ฐานหลุมผลิตสามพญา-เอฟ (SPA-F)
37. ฐานหลุมผลิตเสาเถียร-เอ (STN-A)
38. ฐานหลุมผลิตเสาเถียร-บี (STN-B)
39. ฐานหลุมผลิตวัดแม่-เอ (WME-A)
40. ฐานหลุมผลิตวัดแม่-อี (WME-E)
41. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA)
42. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-ซี (WTN-C)

แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม จำนวน 27 แนวท่อ

1. ระหว่างฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)
2. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟ (LKU-F)
3. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF) ลานกระบือ-เอฟ (LKU-F) และสถานีผลิตลานกระบือ (F/STN)
4. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเอ (LKU-ZA) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แอล (LKU-L)
5. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-พี (LKU-P)
6. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเจ (LKU-ZJ) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดดี (LKU-ZD)
7. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเจ (LKU-ZJ) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดดี (LKU-ZD)
8. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-บี (NMM-B) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอ (LKU-A)
9. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอช (NMM-H) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ (NMM-A)
10. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ไอ (NMM-I) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ดี (NMM-D)
11. ระหว่างสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A)
12. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)
13. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตะกู-เอ (NTU-A) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)

14. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตะกู-เอ (NTU-A) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B) และระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-ดี (PKM-D) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)
15. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A) และฐานหลุมผลิตหนองแสง-เอ (NSG-A)
16. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-ซี (PDA-C) และฐานหลุมประดา-เอ (PDA-A)
17. ระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-ดี (PKM-D) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)
18. ระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-อี (PKM-E) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)
19. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B)
20. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)
21. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C)
22. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-อี (TRT-E) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C)
23. ระหว่างฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วาย (LKU-Y)
24. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) วัดแตน-บี (WTN-B) หนองตูม-ซี (NTM-C) และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)
25. ระหว่างฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA) และฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A)
26. ระหว่างฐานหลุมผลิตทุ่งยางเมือง (YMG-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A)
27. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม จำนวน 66 แนวท่อที่เชื่อมต่อไปยังสถานีผลิตลานกระบือ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)

ตารางที่ 2-91 การดำเนินการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียด้วยแบบสอบถามระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ขอบเขตการศึกษา	จำนวนตัวอย่าง (ตัวอย่าง)							
		ปี 2564				ปี 2565			
		ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม	ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม
ฐานหลุมผลิต									
1. ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	2	-	6	-	-	-	-
2. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ซีบี (LKU-CB)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	8	-	-	8	-	-	-	-
3. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ซีซี (LKU-CC)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	6	82	1	89	-	-	-	-
4. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ดีดี (LKU-DD)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	8	37	-	45	-	-	-	-
5. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอ็ม (LKU-M)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	10	354	6	370	6	286	-	292
6. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอส (LKU-S)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	6	14	-	20	-	-	-	-
7. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วี (LKU-V)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	8	91	2	101	-	-	-	-
8. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วาย (LKU-Y)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	6	111	-	117	-	-	-	-
9. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซด และแซด ขยาย (LKU-Z&Z_Ext.)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	2	69	-	71	-	-	-	-
10. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเอ (LKU-ZA)	5 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	43	373	16	432	-	-	-	-
11. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ซี และซี ขยาย (LKU-C&C_Ext.)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	98	-	102	-	-	-	-
12. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดบี (LKU-ZB)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	6	252	3	261	22	380	-	402
	5 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	29	336	13	378	-	-	-	-
13. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	56	-	60	-	-	-	-
14. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเจ (LKU-ZJ)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	5	6	2	13	-	-	-	-
15. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอฟ (NMM-F)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	134	1	139	-	-	-	-
16. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอช (NMM-H)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	3	72	1	76	-	-	-	-
17. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ไอ (NMM-I)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	3	76	1	80	-	-	-	-
18. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	6	89	1	96	8	65	-	73
19. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	69	-	73	-	-	-	-

ตารางที่ 2-91 การดำเนินการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียด้วยแบบสอบถามระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ขอบเขตการศึกษา	จำนวนตัวอย่าง (ตัวอย่าง)							
		ปี 2564				ปี 2565			
		ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม	ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม
20. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-เอ (NOH-A)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	6	113	3	122	6	189	-	195
21. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-บี (NOH-B)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	76	1	81	5	116	-	121
22. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ซี (NOH-C)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	2	134	-	136	3	180	-	183
23. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	2	145	1	148	7	129	-	136
24. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-อี (NPG-E)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	6	149	1	156	9	132	-	141
25. ฐานหลุมผลิตหนองแสง-เอ (NSG-A)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	111	-	115	6	171	-	177
26. สถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	5	5	-	10	5	5	-	10
27. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	8	181	4	193	-	-	-	-
28. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	6	213	2	221	-	-	-	-
29. ฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A)	2 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	12	141	3	156	-	-	-	-
30. ฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-เอ (PKM-A)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	9	102	-	111	-	-	-	-
31. ฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	81	-	85	5	126	-	131
32. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	2	47	-	49	6	42	-	48
33. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	6	24	-	30	7	50	-	57
34. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอฟ (PTO-F)	5 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	28	363	11	402	14	373	-	387
35. ฐานหลุมผลิตสามพญา-ดี (SPA-D)	5 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	43	417	14	474	-	-	-	-
36. ฐานหลุมผลิตสามพญา-เอฟ (SPA-F)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	2	88	2	92	4	133	-	137
37. ฐานหลุมผลิตเสาเถียร-เอ (STN-A)	2 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	10	265	3	278	8	313	-	321
38. ฐานหลุมผลิตเสาเถียร-บี (STN-B)	5 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	75	396	36	507	40	448	-	488
39. ฐานหลุมผลิตวัดแม่-เอ (WME-A)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	2	62	-	64	-	-	-	-
40. ฐานหลุมผลิตวัดแม่-อี (WME-E)	5 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	32	340	8	380	13	337	-	350
41. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	1	-	5	-	-	-	-
42. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-ซี (WTN-C)	1 กิโลเมตร จากฐานหลุมผลิต	4	90	-	94	3	91	-	94

ตารางที่ 2-91 การดำเนินการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียด้วยแบบสอบถามระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ขอบเขตการศึกษา	จำนวนตัวอย่าง (ตัวอย่าง)							
		ปี 2564				ปี 2565			
		ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม	ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม
แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม									
43. ระหว่างฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	8	136	2	146	15	209	-	224
44. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟ (LKU-F)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	6	106	2	114	-	-	-	-
45. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF) ลานกระบือ-เอฟ (LKU-F) และสถานีผลิตลานกระบือ (F/STN)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	-	-	-	-	6	184	-	190
46. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเอ (LKU-ZA) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แอล (LKU-L)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	2	5	-	7	-	-	-	-
	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	-	-	-	-	2	8	-	10
47. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-พี (LKU-P)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	6	2	-	8	-	-	-	-
	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	-	-	-	-	4	3	-	7
48. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเจ (LKU-ZJ) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดดี (LKU-ZD)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	2	5	-	7	-	-	-	-
49. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเจ (LKU-ZJ) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดดี ขยาย (LKU-ZD_Ext.)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	-	-	-	-	10	10	-	20
50. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-บี (NMM-B) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอ (LKU-A)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	4	38	-	42	4	41	-	45

ตารางที่ 2-91 การดำเนินการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียด้วยแบบสอบถามระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ขอบเขตการศึกษา	จำนวนตัวอย่าง (ตัวอย่าง)							
		ปี 2564				ปี 2565			
		ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม	ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม
51. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอช (NMM-H) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ (NMM-A)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	3	3	-	6	6	15	-	21
52. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ไอ (NMM-I) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ดี (NMM-D)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	3	5	-	8	3	42	-	45
53. ระหว่างสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	28	357	5	390	14	271	-	285
54. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	2	3	-	5	5	3	-	8
55. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตะกู-เอ (NTU-A) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	4	4	-	8	-	-	-	-
56. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตะกู-เอ (NTU-A) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B) และระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-ดี (PKM-D) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	-	-	-	-	5	15	-	20
57. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A) และฐานหลุมผลิตหนองแสง-เอ (NSG-A)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	6	20	1	27	6	38	-	44
58. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-ซี (PDA-C) และฐานหลุมประดา-เอ (PDA-A)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	5	-	-	5	4	-	-	4
59. ระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-ดี (PKM-D) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	2	2	-	4	-	-	-	-
60. ระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-อี (PKM-E) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	4	56	-	60	5	68	-	73

ตารางที่ 2-91 การดำเนินการสำรวจความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียด้วยแบบสอบถามระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ขอบเขตการศึกษา	จำนวนตัวอย่าง (ตัวอย่าง)							
		ปี 2564				ปี 2565			
		ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม	ผู้นำชุมชน	ครัวเรือน	กลุ่มอ่อนไหว	รวม
61. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	3	7	-	10	8	6	-	14
62. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	3	3	-	6	9	2	-	11
63. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	2	-	-	2	-	-	-	-
64. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-อี (TRT-E) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	6	16	2	24	9	20	-	29
65. ระหว่างฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วาย (LKU-Y)	50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	-	-	-	-	9	38	-	47
	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	8	57	-	65	-	-	-	-
66. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) วัดแตน-บี (WTN-B) หนองตูม-ซี (NTM-C) และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	18	245	2	265	6	271	-	277
67. ระหว่างฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA) และฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	4	-	-	4	6	94	-	100
68. ระหว่างฐานหลุมผลิตทุ่งยางเมือง (YMG-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	6	42	-	48	7	42	-	49
69. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม จำนวน 66 แนวท่อที่เชื่อมต่อไปยังสถานีผลิตลานกระบือ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	500 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	38	538	14	590	24	604	-	628
จำนวนตัวอย่างรวมทั้งสิ้น (ตัวอย่าง)		618	7,515	164	**8,297**	344	5,550	0	**5,894**

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
1. หมู่ที่ 8 บ้านทุ่งโพธิ์เงิน ตำบลบึงทับแรต อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 3 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	1. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-อี (TRT-E) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตยางเมือง-เอ (YMG-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A)	43	-	-	-
2. หมู่ที่ 4 บ้านหนองแขม ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 3 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 16.00-18.00 น. ณ ที่ทำการกำนันตำบลลานกระบือ	แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	57	-	-	-
3. หมู่ที่ 7 บ้านเสวยซุง ตำบลบึงกอก อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 4 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตประดาขเอ (PDA-A) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-ซี (PDA-C) และฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A) และฐานหลุมผลิตหนองแสง-เอ (NSG-A)	37	วันที่ 25 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลากลางบ้าน	1. ฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B) 2. ฐานหลุมผลิตหนองแสง-เอ (NSG-A) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-ซี (PDA-C) และฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A) 4. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A) และฐานหลุมผลิตหนองแสง-เอ (NSG-A)	38

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
4. หมู่ที่ 5 บ้านวังยาง ตำบลช่องลม อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 5 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 15.00-17.00 น. ณ ศาลาวัดบ้านวังยาง	1. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-พี (LKU-P)	50	-	-	-
5. หมู่ที่ 8 บ้านบึงพระนางทอง ตำบลช่องลม อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 6 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 08.30-10.30 น. ณ ศาลาวัดบ้านบึงพระนางทอง	1. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC)[1/] 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-พี (LKU-P)	46	-	-	-
6. หมู่ที่ 2 บ้านหนองตาสังข์ ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 6 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์	1. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ซีซี (LKU-CC)[1/] 2. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ดีดี (LKU-DD)[1/] 3. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	43	-	-	-

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
7. หมู่ที่ 2 บ้านหนองท่าไม้ ตำบลบึงทับแรต อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 7 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 08.00-10.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	35	-	-	-
8. หมู่ที่ 6 บ้านใหม่สามัคคี ตำบลหนองหลวง อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 7 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 15.00-17.00 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์	1. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอช (NMM-H)[1/] 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ็ม (NMM-H) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ (NMM-A)	58	วันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 17.00-19.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนอมะขาม-เอช (NMM-H) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ (NMM-A)	53
9. หมู่ที่ 7 บ้านประดู่งาม ตำบลบึงทับแรต อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 8 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 16.00-18.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอฟ (NMM-F)[1/] 2. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	64	-	-	-
10. หมู่ที่ 4 บ้านวังกร่าง ตำบลทุ่งยางเมือง อำเภอคีรีมาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 9 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์	ระหว่างฐานหลุมผลิตยางเมือง-เอ (YMG-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A)	31	-	-	-

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
11. หมู่ที่ 12 บ้านท่าไม้งาม ตำบลหนองกุลา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 9 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 16.00-18.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วาย (LKU-Y)[1/] 2. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วาย (LKU-Y)	44	-	-	-
12. หมู่ที่ 1 บ้านเด่นพระ ตำบลบึงทับแรต อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 10 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.00 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์	1. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-คิว (NMM-Q)[1/] 2. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอส (LKU-S)[1/] 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-บี (NMM-B) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอ (LKU-A) 4. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	40	-	-	-

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
13. หมู่ที่ 7 บ้านโป่งแค ตำบลไกรนอก อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 11 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 13.00-15.00 น. ณ ศาลาเอนกประสงค์	ฐานหลุมผลิตสามพญา-เอฟ (SPA-F)	79	วันที่ 29 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลากลางบ้าน	ฐานหลุมผลิตสามพญา-เอฟ (SPA-F)	29
14. หมู่ที่ 8 บ้านทุ่งใหญ่ ตำบลนิคมพัฒนา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 12 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาวัดบ้านทุ่งใหญ่	ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A)	35	-	-	-
15. หมู่ที่ 10 บ้านนางพญา ตำบลคุยม่วง อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 14 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ที่ทำการผู้ใหญ่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A)[1/] 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)	50	-	-	-
16. หมู่ที่ 3 บ้านใหม่เจริญธรรม ตำบลนิคมพัฒนา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 14 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 16.00-17.00 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์	ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A)	41	-	-	-
17. หมู่ที่ 2 บ้านหนองไม้ไผ่ ตำบลหนองกุลา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 15 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์	1. ระหว่างฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วาย (LKU-Y) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A)	44	วันที่ 25 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 17.00-19.00 น. ณ ศาลากลางบ้าน	1. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วาย วาย (LKU-Y)	42

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
18. หมู่ที่ 5 บ้านวัดแตน ตำบลชุมแสงสงคราม อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 16 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาวัดแตนเจริญธรรม	ฐานหลุมผลิตวัดแตน-ซี (WTN-C)	36	วันที่ 25 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 13.30-15.30 น. ณ ศาลาการเปรียญวัดแตนเจริญธรรม	1. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-ซี (WTN-C) 2. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-เอ (NOH-A) 3. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-บี (NOH-B)	34
19. หมู่ที่ 3 บ้านปลักไม้ดำ ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 16 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น. ณ ศาลาวัดปลักไม้ดำ	1. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟ (LKU-F)	30	-	-	-
20. หมู่ที่ 11 บ้านหนองเสาเถียรใต้ ตำบลไกรใน อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 17 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 15.00-17.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	ฐานหลุมผลิตเสาเถียร-เอ (STN-A)	38	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 17.00-19.00 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์	1. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-อี (TRT-E) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C) 4. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ (NMM-I) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ดี (NMM-D) 5. แนวท่อขนส่งปิโตรเลียม 66 แนวท่อ	68

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
21. หมู่ที่ 3 บ้านเกาะกลางนา ตำบลคุยม่วง อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 18 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ที่ทำการผู้ใหญ่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) 2. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B)[1/] 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) 4. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A)	37	-	-	-
22. หมู่ที่ 5 บ้านนิคมบางระกำ ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 18 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น. ณ ศาลาประชาคม	1. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-วี (LKU-V)[1/] 2. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเจ (LKU-ZJ)[1/] 3. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเอ (LKU-ZA)[1/] 4. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม) 5. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเอ (LKU-ZA) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แอล (LKU-L) 6. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดเจ (LKU-ZJ) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดดี ขยาย (LKU-ZD_Ext.)	29	-	-	-

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
23. หมู่ที่ 11 บ้านวงฆ้อง ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 19 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น. ณ ศาลาวัดบ้านวงฆ้อง	แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	54	-	-	-
24. หมู่ที่ 3 บ้านบึงทับแรต ตำบลบึงทับแรต อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 20 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน (อยู่ในวัดบึงทับแรต)	1. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-อี (TRT-E) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C)	19	-	-	-
25. หมู่ที่ 11 บ้านปรือกระเทียมใต้ ตำบลบึงกอก อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 21 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	ฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-เอ (PKM-A)	79	-	-	-
26. หมู่ที่ 6 บ้านเพชรสุวรรณ ตำบลช่องลม อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 21 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์	ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดบี (LKU-ZB)[2/]	34	-	-	-

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
27. หมู่ที่ 10 บ้านวังสระทอง ตำบลหนองหลวง อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 22 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	1. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอช (NMM-H) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ (NMM-A)	56	-	-	-
28. หมู่ที่ 7 บ้านดอนสำโรง ตำบลดงเดือย อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 26 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 13.00-15.00 น. ณ ศาลาหมู่บ้าน	ฐานหลุมผลิตวัดแม่-เอ (WME-A)[1/]	31	-	-	-
29. หมู่ที่ 4 บ้านหนองพะยอม ตำบลชุมแสงสงคราม อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาหมู่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA)[1/] 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA) และฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) ฐานหลุมผลิตวัดแตน-บี (WTN-B) ฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A)	24	-	-	-

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
30. หมู่ที่ 11 บ้านถ้ำไม้ไกร ตำบลกง อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาหมู่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)	17	วันที่ 29 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาการเปรียญวัดกงไกรลาศ	1. ฐานหลุมผลิตประดู่-เฒ่าเอฟ (PTO-F) 2. ฐานหลุมผลิตวัดแท่-อี (WME-E) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA) และฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A)	29
31. หมู่ที่ 5 บ้านหนองละมั่งทอง ตำบลบึงทับแรต อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น.	1. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J)[2/] 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ (NMM-A) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอ (LKU-A)	33	-	-	-
32. หมู่ที่ 8 บ้านโนนใน ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น. ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ซีบี (LKU-CB)[1/] 2. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	39	-	-	-
33. หมู่ที่ 6 บ้านครุยสมอ ตำบลหนองตูม อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอฟ (PTO-F)[1/]	70	-	-	-
34. หมู่ที่ 9 บ้านทุ่งพัฒนา ตำบลคุยม่วง อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 3 พฤศจิกายน พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาวัดหนองขานาง	ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B)	23	วันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 13.30-15.30 น. ณ ลานวัดหนองขานาง	1. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)	70

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
35. หมู่ที่ 7 บ้านหนองสะเดือย ตำบลโนนพลวง อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 3 พฤศจิกายน พ.ศ. 2564 เวลา 16.00-17.00 น. ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-อี (NPG-E)[1/] 2. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A)[2/]	40	-	-	-
36. หมู่ที่ 4 บ้านบึงสว่าง อารมณ์ ตำบลบึงทับแรต อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 4 พฤศจิกายน พ.ศ. 2564 เวลา 17.00-18.30 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	66	-	-	-
37. หมู่ที่ 3 บ้านดอนสัก ตำบลไกรกลาง อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 5 พฤศจิกายน พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	ฐานหลุมผลิตเสาเถียร-บี (STN-B)	42	-	-	-
38. หมู่ที่ 10 บ้านบึงกิ่ว ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 6 พฤศจิกายน พ.ศ. 2564 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์	1. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-ซีและซีส่วนขยาย (LKU-C&C_Ext.)[1/] 2. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ จำนวน 66 แนวท่อ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	62	-	-	-

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
39. หมู่ที่ 2 บ้านหนองตูม ตำบลหนองตูม อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	-	-	-	วันที่ 25 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลากลางบ้าน	1. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) วัดแตน-บี (WTN-B) หนองตูม-ซี (NTM-C) และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A) 3. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอฟ (PTO-F) 4. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A)	43
40. หมู่ที่ 7 ตำบลนิคมพัฒนา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	-	-	-	วันที่ 25 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 13.30-15.30 น. ณ ศาลาอเนกประสงค์ โรงเรียนนิคมบางระกำ 6 (ท่ามะเกลือ)	ระหว่างสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A)	28
41. หมู่ที่ 13 บ้านหนองโพง ตำบลหนองกุลา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	-	-	-	วันที่ 25 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 17.00-19.00 น. ณ ศาลากลางบ้าน	แนวท่อขนส่งปิโตรเลียม 66 แนวท่อ	50

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
42. หมู่ที่ 4 บ้านหนองแขม ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพร	-	-	-	วันที่ 26 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ที่ทำการกำนัน	1. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟ (LKU-F) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-พี (LKU-P)	38
43. หมู่ที่ 3 บ้านดงกวาง ตำบลหนองกุลา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	-	-	-	วันที่ 26 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ ศาลาการเปรียญวัดดงกวาง	1. ระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-อี (PKM-E) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตะกู-เอ (NTU-A) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B) และระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-ดี (PKM-D) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)	46
44. หมู่ที่ 1 บ้านเด่นพระ ตำบลบึงทับแรต อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	-	-	-	วันที่ 26 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 13.30-15.30 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-บี (NMM-B) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอ (LKU-A)	18

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
45. หมู่ที่ 12 ตำบลคุยม่วง อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	-	-	-	วันที่ 26 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 13.30-15.30 น. ณ องค์การบริหารส่วนตำบลคุยม่วง	1. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) วัดแตน-บี (WTN-B) หนองตูม-ซี (NTM-C) และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) 3. ระหว่างสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) และฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A) 4. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B)	31
46. หมู่ที่ 4 บ้านวังกร่าง ตำบลทุ่งยางเมือง อำเภอคีรีมาศ จังหวัดสุโขทัย	-	-	-	วันที่ 26 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 17.00-19.00 น. ณ ศาลากลางบ้าน	ระหว่างฐานหลุมผลิตยางเมือง-เอ (YMG-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A)	43
47. หมู่ที่ 11 บ้านยิ่งเจริญ ตำบลคุยม่วง อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	-	-	-	วันที่ 26 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 17.00-19.00 น. ณ ศาลาการเปรียญวัดยิ่งเจริญธรรม คุยขวาง	1. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) วัดแตน-บี (WTN-B) หนองตูม-ซี (NTM-C) และสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)	43

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
48. หมู่ที่ 7 บ้านประดู่เฒ่า ตำบลกง อำเภอกงไกรลาส จังหวัดสุโขทัย	-	-	-	วันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ อาคารอเนกประสงค์ โรงเรียนบ้านประดู่เฒ่า	1. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A) 2. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-บี (PTO-B) 3. ฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอฟ (PTO-F) 4. ฐานหลุมผลิตวัดแม่-อี (WME-E) 5. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)	24
49. หมู่ที่ 3 ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	-	-	-	วันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ องค์การบริหารส่วนตำบลลานกระบือ	1. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แชดเอ (LKU-ZA) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แอล (LKU-L) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แชดเจ (LKU-ZJ) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แชดดีส่วนขยาย (LKU-ZD_Ext.) 3. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอฟเอฟ (LKU-FF) ลานกระบือเอฟ (LKU-F) และสถานีผลิตลานกระบือ (F/STN) 4. แนวท่อขนส่งปิโตรเลียม 66 แนวท่อ	28

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
50. หมู่ที่ 4 ตำบลบึงทับแรต อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	-	-	-	วันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 13.30-15.30 น. ณ องค์การบริหารส่วนตำบลบึงทับแรต	1. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เจ (NMM-J) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-อี (TRT-E) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-ซี (TRT-C) 4. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ (NMM-I) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ดี (NMM-D) 5. แนวท่อขนส่งปิโตรเลียม 66 แนวท่อ	73
51. หมู่ที่ 7 บ้านหนองอ้อ ตำบลชุมแสงสงคราม อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	-	-	-	วันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 17.00-19.00 น. ณ ศาลาประชาคมหมู่บ้าน	1. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-เอ (NOH-A) 2. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-บี (NOH-B) 3. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ซี (NOH-C)	24
52. หมู่ที่ 1 ตำบลกง อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	-	-	-	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ องค์การบริหารส่วนตำบลกง	1. ฐานหลุมผลิตประดู่-เฌ่าเอฟ (PTO-F) 2. ฐานหลุมผลิตวัดแม่-อี (WME-E) 3. ฐานหลุมผลิตเสาเถียร-บี (STN-B) 4. ระหว่างฐานหลุมผลิตยางเมือง-เอ (YMG-A) และฐานหลุมผลิตทับแรต-เอ (TRT-A)	75

ตารางที่ 2-92 การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนและผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

หมู่บ้าน/ชุมชน	ปีที่ดำเนินการ					
	2564			2565		
	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)	วัน/เดือน/ปี/สถานที่จัดประชุม	ฐานหลุมผลิต/แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้เข้าร่วมประชุม (ราย)
53. หมู่ที่ 5 ตำบลเขาช่องลม อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	-	-	-	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 09.00-11.00 น. ณ เทศบาลตำบลเขาช่องลม	1. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดบี (LKU-ZB) 2. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอ็ม (LKU-M) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดซี (LKU-ZC) และฐานหลุมผลิตลานกระบือ-พี (LKU-P)	37
54. หมู่ที่ 3 ตำบลไกรกลาง อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	-	-	-	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 13.30-15.30 น. ณ องค์การบริหารส่วนตำบลไกรกลาง	ฐานหลุมผลิตเสาเถียร-บี (STN-B)	40
55. หมู่ที่ 5 ตำบลโนนพลวง อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	-	-	-	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 13.30-15.30 น. ณ องค์การบริหารส่วนตำบลโนนพลวง	1. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A) 2. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-อี (NPG-E) 3. แนวท่อขนส่งปิโตรเลียม 66 แนวท่อ	40
56. หมู่ที่ 5 บ้านบึงหญ้า ตำบลหนองจิก อำเภอคีรีมาศ จังหวัดสุโขทัย	-	-	-	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2565 เวลา 17.00-19.00 น. ณ ศาลากลางบ้าน	ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-เอ (NMM-I) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ดี (NMM-D)	46
จำนวนผู้เข้าร่วมประชุมรวมทั้งสิ้น (ราย)			**1,656**			**1,090**

หมายเหตุ: 1/ ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม และ 2/ ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม และระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

ตารางที่ 2-93 การดำเนินการแจกเอกสารประชาสัมพันธ์ในปี พ.ศ. 2564

หมู่บ้าน/ชุมชน	วัน/เดือน/ปี แจกเอกสารประชาสัมพันธ์โครงการ	ฐานหลุมผลิต/ แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้รับเอกสาร (ราย)
1. หมู่ที่ 1 บ้านโนนตากแดด ตำบลลานกระบือ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 8 ตุลาคม พ.ศ.2564	1. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-เอ็ม (LKU-M) 2. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม)	55
2. หมู่ที่ 1 บ้านคุยม่วง ตำบลคุยม่วง อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 11 ตุลาคม พ.ศ. 2564	1. ระหว่างฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) ฐานหลุมผลิตวัดแตน-บี (WTN-B) ฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA) และฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) 4. ระหว่างฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C) 5. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA)[1/] 6. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)[1/]	59
3. หมู่ที่ 2 บ้านคุยขวาง ตำบลคุยม่วง อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 11 ตุลาคม พ.ศ. 2564	1. ระหว่างฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) ฐานหลุมผลิตวัดแตน-บี (WTN-B) ฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA) และฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอ (WTN-A) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-เอ (NTM-A) 4. ระหว่างฐานหลุมผลิตคุยม่วง-เอ (KMG-A) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C) 5. ฐานหลุมผลิตวัดแตน-เอเอ (WTN-AA)[1/] 6. ฐานหลุมผลิตหนองตูม-ซี (NTM-C)[1/]	32
4. หมู่ที่ 7 บ้านเรียงกระดก ตำบลคุยม่วง อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 20 ตุลาคม พ.ศ. 2564	1. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี (PTO-D) และฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-เอ (PTO-A)	100
5. หมู่ที่ 13 บ้านหนองโพง ตำบลหนองกุลา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 14 ตุลาคม พ.ศ.2564	1. แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมไปยังสถานีผลิตลานกระบือ (34 ฐานหลุมผลิต และ 66 แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม) 2. ฐานหลุมผลิตลานกระบือ-แซดและแซด ขยาย (LKU-Z&Z_Ext.)[1/]	38
6. หมู่ที่ 3 บ้านดงกวาง ตำบลหนองกุลา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 12 ตุลาคม พ.ศ. 2564	ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-ซี (PDA-C) และฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A)	87

ตารางที่ 2-93 การดำเนินการแจกเอกสารประชาสัมพันธ์ในปี พ.ศ. 2564

หมู่บ้าน/ชุมชน	วัน/เดือน/ปี แจกเอกสารประชาสัมพันธ์โครงการ	ฐานหลุมผลิต/ แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง	จำนวนผู้รับเอกสาร (ราย)
7. หมู่ที่ 7 บ้านบึงจำกา ตำบลหนองกุลา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 19 ตุลาคม พ.ศ. 2564	1. ฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B) 2. ฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-ดี (PKM-D) 3. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตะกู-เอ (NTU-A) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B) 4. ระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-ดี (PKM-D) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B) 5. ระหว่างฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-อี (PKM-E) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)	41
8. หมู่ที่ 8 บ้านหนองนา ตำบลหนองกุลา อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 28 ตุลาคม พ.ศ. 2564 และวันที่ 6 พฤศจิกายน พ.ศ. 2564	ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองตะกู-เอ (NTU-A) และฐานหลุมผลิตปรือกระเทียม-บี (PKM-B)	81
9. หมู่ที่ 8 บ้านประดา ตำบลบึงกอก อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 19 ตุลาคม พ.ศ. 2564	1. ฐานหลุมผลิตหนองแสง-เอ (NSG-A) 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตประดา-เอ (PDA-A) และฐานหลุมผลิตหนองแสง-เอ (NSG-A)	61
10. หมู่ที่ 7 บ้านหนองอ้อ ตำบลชุมแสงสงคราม อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก	วันที่ 20 ตุลาคม พ.ศ. 2564	1. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-เอ (NOH-A) 2. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-บี (NOH-B) 3. ฐานหลุมผลิตหนองอ้อ-ซี (NOH-C)[2/]	64
11. หมู่ที่ 5 บ้านบึงหญ้า ตำบลหนองจิก อำเภอคีรีมาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 21 ตุลาคม พ.ศ. 2564	1. ฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ไอ (NMM-I)[1/] 2. ระหว่างฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ไอ (NMM-I) และฐานหลุมผลิตหนองมะขาม-ดี (NMM-D)	49
12. หมู่ที่ 8 บ้านเนินหว้า ตำบลกง อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2564	ฐานหลุมผลิตวัดแม่-อี (WME-E)	47
13. หมู่ที่ 3 บ้านวังปลาทอง ตำบลกง อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย	วันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ. 2564	ฐานหลุมผลิตสามพญา-ดี (SPA-D)	50
14. หมู่ที่ 5 บ้านโนนพลวง ตำบลโนนพลวง อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร	วันที่ 3 พฤศจิกายน พ.ศ. 2564	1. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-เอ (NPG-A) 2. ฐานหลุมผลิตโนนพลวง-อี (NPG-E)[2/]	60
จำนวนผู้รับเอกสารรวมทั้งสิ้น (ราย)			**824**

หมายเหตุ: 1/ หมายถึง ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม

2/ หมายถึง ระยะเจาะหลุมปิโตรเลียมและระยะผลิตปิโตรเลียมผ่านฐานหลุมผลิต

2.10.1.2 สรุปผลการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการฯ)

จากการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย อันประกอบด้วย การสำรวจความคิดเห็น การจัดประชุมรับฟังความคิดเห็น และแจกเอกสารประชาสัมพันธ์ สามารถสรุปความคิดเห็นและข้อเสนอแนะของผู้มีส่วนได้เสียที่มีต่อการดำเนินการของโครงการต่าง ๆ ภายในแปลง S1 โดยจำแนกเป็นรายประเด็น ได้แก่ ด้านเสียง ด้านกลิ่น ด้านการคมนาคม ด้านการดำเนินกิจกรรมของบริษัท ด้านการมีส่วนร่วมกับชุมชน ด้านคุณภาพน้ำและการระบายน้ำ ด้านความสั่นสะเทือน ด้านปัญหาฝุ่นละออง/คุณภาพอากาศ และด้านปัญหาถนน ซึ่งสามารถสรุปข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสียระหว่างปี พ.ศ. 2564 และ พ.ศ. 2565 ได้ดัง**ตารางที่ 2-94**

ตารางที่ 2-94 ความคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจากการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการฯ) ระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ลำดับ	ประเด็น	รายละเอียด	คำชี้แจง[1/]
1	ประเด็นด้านเสียง	1) ขอให้เฝ้าระวังระดับเสียงดังในช่วงเวลากลางคืนจากกิจกรรมการเจาะ การซ่อมบำรุง หรือการถอดชิ้นงานภายในฐานหลุมผลิตปิโตรเลียม	ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจะถูกรวบรวมเพื่อเสนอต่อ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป
		2) ขอให้เฝ้าระวังและควบคุมกิจกรรมบริเวณฐานหลุมผลิตปิโตรเลียมที่มีเสียงดังในช่วงเวลากลางคืน โดยดำเนินการภายในเวลา 22.00 น. รวมทั้งขอให้ติดตั้งกำแพงกั้นเสียงเพิ่มเติม	- การเลือกที่ตั้งฐานหลุมผลิตปิโตรเลียมจะพิจารณาพื้นที่ที่ห่างจากชุมชนมากที่สุด โดยกิจกรรมที่ฐานหลุมผลิตอาจจะมีเสียงดังบ้าง ซึ่งจากการตรวจวัดระดับเสียง พบว่ายังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน - แหล่งกำเนิดเสียงจากฐานหลุมผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่เกิดจากเครื่องปั่นไฟ ซึ่งจะมีลักษณะเสียงดังแบบหึ่ง ๆ และเกิดจากท่อกระทบกัน ในช่วงที่มีการต่อท่อ หรือนำท่อดันลงด้านล่างพื้นดิน ส่วนเสียงที่ดังเหมือนฟ้าร้อง อาจจะเป็นเสียงที่เกิดจากวาล์วขณะที่มีการซ่อมบำรุง เนื่องจากมีแรงดันอยู่ภายในดังนั้นเมื่อทำการเปิดวาล์วก็อาจจะเกิดเสียงในลักษณะดังกล่าวได้ - กิจกรรมการเจาะต้องดำเนินการตลอด 24 ชั่วโมง ซึ่งในระหว่างที่มีกิจกรรมการเจาะหากพบเสียงดังรบกวนสามารถแจ้งเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องในบริเวณนั้นได้เพื่อสามารถแก้ไขได้ทันที - ทางโครงการฯ มีมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบด้านเสียง โดยการติดตั้งกำแพงกั้นเสียงล้อมรอบเครื่องปั่นไฟ (Generator) และกำแพงกั้นเสียงป้องกันเสียงดังจากกิจกรรมการเจาะ อย่างไรก็ตาม หากพบว่ายังได้ยินเสียงดังอยู่ สามารถทำหนังสือถึงทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้ เพื่อทางทีมงานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะได้เข้าไปตรวจสอบในพื้นที่ที่ส่งผลกระทบ โดยอาจจะพิจารณาทำการติดตั้งแผ่นกั้นเสียงเพิ่มเติมเพื่อลดผลกระทบด้านเสียงที่จะออกไปรบกวนภายนอก
2	ประเด็นด้านกลิ่น	1) ขอให้ตรวจสอบเรื่องกลิ่นที่เกิดขึ้นจากฐานหลุมผลิตปิโตรเลียม รวมทั้งกลิ่นของน้ำล้างท่อบริเวณคลังพัสดุ และกลิ่นเหม็นจากสารเคมี	ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจะถูกรวบรวมเพื่อเสนอต่อ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป
		2) ขอให้ตรวจสอบน้ำเสียจากห้องน้ำ ห้องส้วม และให้ดำเนินการสูบเป็นประจำเพื่อป้องกันผลกระทบด้านกลิ่นที่อาจจะมาตามลม	
3	ประเด็นด้านการคมนาคม	1) ช่วงการขนย้ายอุปกรณ์การเจาะ จะมีการอำนวยความสะดวกให้กับรถของโครงการ จึงขอให้พิจารณาอำนวยความสะดวกให้กับรถของชาวบ้านในช่วงเวลาเดียวกันด้วย	ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจะถูกรวบรวมเพื่อเสนอต่อ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป โดยจะกำชับพนักงานเพิ่มการอำนวยความสะดวกให้กับรถของชาวบ้านด้วย

ตารางที่ 2-94 ความคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจากการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการฯ) ระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ลำดับ	ประเด็น	รายละเอียด	คำชี้แจง[1/]
		2) บริเวณทางแยก ทางร่วม อยากให้ รปภ. ที่อำนวยความสะดวกให้รถของโครงการ เช่น รถขนย้ายแท่นเจาะ (rig) รถขนส่งพนักงาน ปล่อยให้รถของชาวบ้านสัญจรไปก่อน เพราะหากชาวบ้านมีเรื่องเร่งด่วน เช่น การนำส่งคนป่วยโดยรถยนต์ส่วนตัว รถของชาวบ้านจะไม่สามารถแซงหรือแทรกได้ เนื่องจากรถของโครงการมีขนาดใหญ่และมีหลายคันที่วิ่งต่อกัน	ทางโครงการฯ จะมีการปล่อยรถออกมาเป็นช่วง ๆ และเว้นระยะห่างของรถตามมาตรการที่ได้กำหนดไว้ แต่หากพบเห็นกรณีที่รถวิ่งไม่เว้นระยะห่าง สามารถโทรไปแจ้งทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้ และสำหรับอีกหนึ่งช่องทาง คือทำหนังสือและแนบรูปถ่ายแจ้งไปทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้ จากนั้นทีมงานก็จะแจ้งไปยังบริษัทผู้รับเหมาให้ปรับปรุงแก้ไข และบริษัทที่ปรึกษาจะรวบรวมประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะ เสนอ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป
		3) ขอให้กำชับกับพนักงานขับรถขนส่งน้ำมันหลีกเลี่ยงการสัญจรภายในชุมชนในช่วงเวลา 16.00-18.00 น. และรักษาระยะห่างระหว่างคัน โดยอยากให้รถบรรทุกเปลี่ยนช่วงเวลาการสัญจรเป็น 08.00-16.00 น. หรือ 08.00-15.00 น. รวมทั้งลดความเร็วในช่วงสัญจรภายในชุมชน เพื่อป้องกันการเกิดอุบัติเหตุจากการจราจรและปัญหาฝุ่นละออง เนื่องจากช่วงเวลาดังกล่าวมีประชาชนใช้เส้นทางสัญจรหนาแน่น	ตามมาตรการของโครงการฯ กำหนดให้รถน้ำมันต้องวิ่งเว้นระยะห่างกันในระยะที่เหมาะสม และกำหนดระยะเวลาที่วิ่งขนส่งน้ำมัน ซึ่งทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะแจ้งทางผู้รับเหมาเกี่ยวกับช่วงเวลาที่รถบรรทุกสามารถสัญจรได้ให้ผู้รับเหมาทราบเพื่อไม่ให้เกิดการจราจรติดขัด โดยพยายามหลีกเลี่ยงการวิ่งขนส่งน้ำมันในชั่วโมงเร่งด่วน ซึ่งหากพบเห็นว่าผู้รับเหมาไม่ปฏิบัติตามมาตรการฯ สามารถติดต่อกับทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้โดยตรง โดยทีมงานจะรับประเด็นนี้และนำไปกำชับกับทางผู้รับเหมาให้มีการอบรมพนักงานขับรถต่อไป สำหรับฝุ่นละอองที่เกิดจากรถวิ่ง ผู้ที่พบเห็นสามารถโทรแจ้งกับทางทีม บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้ ซึ่งทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะได้แจ้งทีมงานที่เกี่ยวข้องให้เข้ามาแก้ไขผลกระทบต่อไป
		4) ช่วงที่มีการขนย้ายแท่นเจาะ (rig) หรือขนส่งน้ำมัน พบเห็นรถวิ่งเร็วมากในเขตชุมชนจึงมีข้อห่วงกังวลว่าจะเป็นอันตรายต่อคนในชุมชน รวมทั้งขอให้พนักงานขับรถชะลอความเร็วเมื่อขับผ่านโรงเรียนและเขตชุมชน	ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจะถูกรวบรวมเพื่อเสนอต่อ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและและกำชับให้พนักงานขับรถปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้อย่างเคร่งครัด ซึ่งตามมาตรการได้กำหนดความเร็วรถที่วิ่งในถนนลูกรัง/พื้นที่ชุมชนไม่เกิน 30 กม./ชม. ทั้งนี้ หากมีผู้พบเห็นรถที่วิ่งเร็ว สามารถจดรายละเอียดข้อมูลที่จำเป็น เช่น เลขทะเบียน หรือบริษัทของรถน้ำมันเพื่อแจ้งกับทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้
		5) ขอให้ตรวจสอบน้ำหนักของรถบรรทุกให้เหมาะสมกับความสามารถในการรองรับของถนนในชุมชน และพิจารณาเปลี่ยนเส้นทางการขนส่งอุปกรณ์การเจาะโดยหลีกเลี่ยงการเข้า-ออกถนนในชุมชน เนื่องจากทำให้พื้นบ้านร้าวและถนนชำรุด	ขอรับประเด็นต่าง ๆ ไว้นำไปปรึกษากับทีมงานที่เกี่ยวข้อง และจะนำเรื่องเสนอผู้บริหารให้รับทราบเพื่อหาแนวทางแก้ไขต่อไป และในส่วนของถนนขอแจ้งให้ทราบว่าจะมีการนำยางมะตอยมาราดถนนในชุมชนให้ซึ่งอยู่ระหว่างดำเนินการ
		6) ขอให้เพิ่มเติมมาตรการด้านความปลอดภัยเรื่องการจราจรและติดตั้งป้ายเตือนจราจรเพิ่มเติมบริเวณทางร่วม ทางแยก หรือจุดที่มีความเสี่ยงเพื่อป้องกันอุบัติเหตุ	

ตารางที่ 2-94 ความคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจากการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการฯ) ระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ลำดับ	ประเด็น	รายละเอียด	คำชี้แจง[1/]
		7) ขอให้เพิ่มเติมทางข้ามท่อและขยายทางข้ามท่อให้ใหญ่ขึ้น เนื่องจากชาวบ้านเดินทางเข้า-ออกพื้นที่ลำบาก และมีรถขนาดใหญ่เข้าพื้นที่เกษตรกรรม	
4	ประเด็นด้านการดำเนินกิจกรรมของบริษัท	1) ขอให้ประสานงานและประชาสัมพันธ์ล่วงหน้าเกี่ยวกับการดำเนินงานต่าง ๆ ของโครงการกับชุมชน เช่น การขนย้ายอุปกรณ์ การขนส่งวัสดุอุปกรณ์เจาะหลุมปิโตรเลียม การประชุม เป็นต้น	ขอรับประเด็นต่าง ๆ ไว้นำไปปรึกษากับทีมงานที่เกี่ยวข้อง และจะนำเรื่องเสนอผู้บริหารให้รับทราบเพื่อหาแนวทางแก้ไขและดำเนินการต่อไป
		2) ขอให้สรุปผลการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมในรูปแบบป้ายประชาสัมพันธ์ติดไว้ที่ชุมชน โดยใช้ภาษาที่เข้าใจง่าย	
		3) ขอให้ประชาสัมพันธ์เพิ่มเติมเรื่องผลกระทบจากการเผาก๊าซต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศ รวมทั้งพิจารณาเพิ่มเติมมาตรการป้องกันผลกระทบด้านแสงและความร้อนจากการเผาก๊าซ เนื่องจากชาวบ้านที่สัญจรผ่านบริเวณพื้นที่ที่มีการเผาก๊าซได้รับความร้อนจากกิจกรรมดังกล่าว	การเผาก๊าซมีผลในปริมาณที่น้อยมาก โดยก๊าซที่ได้จากกระบวนการผลิตนั้นมีปริมาณที่น้อยมาก ซึ่งจะมีการควบคุมปริมาณก๊าซที่เผา แต่ถ้าก๊าซมีปริมาณมากก็จะนำมาใช้ประโยชน์ต่อไป ทั้งนี้ ขอรับประเด็นต่าง ๆ ไว้นำไปปรึกษากับทีมงาน และจะนำเรื่องเสนอผู้บริหารให้รับทราบเพื่อหาแนวทางแก้ไขต่อไป
		4) ขอเสนอให้จัดประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชน และขอทราบแนวทางการดำเนินงานภายหลังจากรับฟังข้อเสนอแนะและข้อห่วงกังวลของชุมชน	การดำเนินการจัดประชุมรับฟังความคิดเห็นและการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมต้องมีการดำเนินการเป็นประจำทุกปี ตามมาตรการติดตามตรวจสอบและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งหลังจากที่ได้ดำเนินการแล้วเสร็จ จะมีการเข้ามาชี้แจงให้กับชุมชนได้รับทราบอีกครั้ง
		5) ขอให้กำชับพนักงานและผู้รับเหมาให้ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่กำหนดไว้อย่างเคร่งครัด เช่น การทิ้งขยะให้อยู่ในภาชนะรองรับของเสียภายในพื้นที่โครงการ	ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจะถูกรวบรวมเพื่อเสนอต่อ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป ทั้งนี้ หากพบเห็นการกระทำดังกล่าว ขอความอนุเคราะห์ให้ถ่ายรูปไว้ เพื่อจะได้นำข้อมูลแจ้งให้กับ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด รับทราบและกำชับพนักงานในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป โดยมูลฝอย และของเสียต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในฐานหลุมผลิต ซึ่งจะต้องได้รับการจัดการตามมาตรฐานการจัดการมูลฝอยของบริษัทฯ โดยส่งไปกำจัดที่สถานที่ที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ
5	ประเด็นด้านการมีส่วนร่วมกับชุมชน	1) ขอให้จัดกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์ที่ให้ความรู้เรื่องการประหยัดพลังงาน การอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ การจัดการมลพิษภายในชุมชน และการจัดกิจกรรมการปลูกต้นไม้บริเวณชุมชนเพิ่มขึ้น และจัดกิจกรรมส่งเสริมและอนุรักษ์ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมอย่างต่อเนื่อง	ตามกฎหมายปิโตรเลียม ซึ่งระบุไว้ว่า ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นกับบริษัท 50% จะถูกจัดสรรเป็นค่าภาคหลวง โดย 50% จะถูกแบ่งออกไปแต่ละชุมชน ซึ่งก็จะได้แตกต่างกันไปตามความใกล้ไกลกับพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม โดยงบประมาณส่วนนี้ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะส่งให้กับหน่วยงานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) จากนั้น ชธ. จะส่งให้กระทรวงการคลังนำไปแจกจ่ายตามจำนวนแต่ละจังหวัดที่จะได้รับ นอกจากนี้ทาง บริษัท

ตารางที่ 2-94 ความคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจากการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการฯ) ระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ลำดับ	ประเด็น	รายละเอียด	คำชี้แจง[1/]
		2) ขอความอนุเคราะห์งบประมาณในการสนับสนุนกิจกรรมต่าง ๆ ในชุมชนอย่างสม่ำเสมอ เช่น โครงการสนับสนุนทุนการศึกษาโครงการการกำจัดผักตบชวาในชุมชน โครงการขยะมีมูลค่า รวมทั้งการสนับสนุนกิจกรรมอื่น ๆ ภายในวัด เป็นต้น	ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้มีโครงการดำเนินกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม ได้แก่ ด้านความต้องการพื้นฐาน ด้านการศึกษา ด้านวัฒนธรรม และด้านสิ่งแวดล้อม หากแต่ละพื้นที่ต้องการให้ทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด สนับสนุนในด้านต่าง ๆ ที่กล่าวมาข้างต้น สามารถทำหนังสือแจ้งเรื่องไปที่ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้ โดยที่ทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะมีคณะกรรมการพิจารณาว่าแต่ละชุมชนที่ทำหนังสือแจ้งเรื่องมาที่ไหนมีความจำเป็น หรือเรื่องเร่งด่วน ทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ก็จะให้การสนับสนุนก่อน สำหรับงบสนับสนุนโครงการต่าง ๆ ให้กับชุมชนต่าง ๆ มีเป็นประจำทุกปี ซึ่งจะเวียนกันในแต่ละปีว่าหมู่บ้านใดควรได้รับงบสนับสนุน อย่างไรก็ตาม ขอให้ผู้ใหญ่บ้านสามารถทำหนังสือถึง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด โดยตรงเพื่อขอรับงบสนับสนุนดังกล่าว
		3) ขอให้ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด แจ้งรายละเอียดงบประมาณที่สนับสนุนองค์การบริหารส่วนตำบล องค์การบริหารส่วนจังหวัดหรือชุมชนต่าง ๆ รวมทั้งพิจารณาสนับสนุนงบประมาณให้กับชุมชนโดยตรงผ่านคณะกรรมการชุมชน	
		4) ขอสนับสนุนให้ดำเนินโครงการธนาคารน้ำใต้ดินอย่างต่อเนื่อง และขอให้ประชาสัมพันธ์โครงการธนาคารน้ำใต้ดินให้ประชาชนรับทราบมากยิ่งขึ้น	
		5) ขอความอนุเคราะห์ให้ชุมชนเข้าเยี่ยมชมการดำเนินงานในพื้นที่ฐานหลุมผลิต	ตามกฎหมายจะมีบุคคลที่สาม ได้แก่ บริษัทที่ปรึกษาจะรับหน้าที่ในการเข้าไปตรวจสอบว่าทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้ปฏิบัติตามมาตรการจริงหรือไม่ ซึ่งผลการปฏิบัติตามมาตรการต่าง ๆ จะถูกรวบรวมแล้วนำมาชี้แจงให้กับชุมชน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้รับทราบต่อไป
		6) ขอให้พิจารณารับแรงงานท้องถิ่นในชุมชนเข้าทำงานเพิ่มมากขึ้น	ขอรับประเด็นต่าง ๆ ไว้นำไปปรึกษากับทีมงานที่เกี่ยวข้อง และจะนำเรื่องเสนอผู้บริหารให้รับทราบเพื่อหาแนวทางแก้ไขต่อไป
6	ประเด็นด้านคุณภาพน้ำและการระบายน้ำ	1) ขอให้ตรวจสอบคุณภาพน้ำฝน/น้ำใต้ดินว่าสามารถนำมาบริโภคได้หรือไม่ เพราะชาวบ้านมีความกังวล ไม่กล้านำมาดื่ม	ได้มีการดำเนินการเก็บตัวอย่างน้ำผิวดิน (น้ำฝนที่ตกลงบนพื้นดิน) เพื่อนำไปวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ ซึ่งพบว่าคุณภาพน้ำผิวดินส่วนใหญ่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน อย่างไรก็ตาม หากชุมชนมีความประสงค์จะให้วิเคราะห์คุณภาพน้ำฝนสามารถนำส่งตัวอย่างน้ำเพื่อให้นำไปวิเคราะห์ได้
		2) ขอให้ตรวจวัดคุณภาพน้ำใต้ดินในช่วงเดือนตุลาคม–พฤศจิกายน ช่วงฤดูแล้งไม่เหมาะต่อการเก็บน้ำใต้ดิน	ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจะถูกรวบรวมเพื่อเสนอต่อ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป
		3) ขอให้ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด เข้ามาดำเนินการตรวจสอบระบบประปาหมู่บ้าน เนื่องจากปัจจุบันมีปัญหาเรื่องน้ำขุ่นและมีกลิ่น ซึ่งกังวลว่าสาเหตุอาจจะเกิดจากบ่อน้ำมัน	

ตารางที่ 2-94 ความคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจากการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการฯ) ระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ลำดับ	ประเด็น	รายละเอียด	คำชี้แจง[1/]
		4) ขอให้ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด พิจารณาแนวทางการแก้ไขปัญหาการระบายน้ำของฐานหลุมผลิตปิโตรเลียมที่อาจส่งผลกระทบต่อผลผลิตทางการเกษตร เช่น นาข้าว และสวนปาล์ม	จากประเด็นความคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับ อาจจะต้องมีการลงพื้นที่สำรวจเพื่อรวบรวมข้อมูลเพิ่มเติมและเสนอ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบตามความเหมาะสมต่อไป
7	ประเด็นด้านความสั่นสะเทือน	1) ขอให้เฝ้าระวังความสั่นสะเทือนจากกิจกรรมการเจาะหลุมปิโตรเลียม	ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจะถูกรวบรวมเพื่อเสนอต่อ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป
8	ประเด็นด้านปัญหาฝุ่นละออง/คุณภาพอากาศ	1) ขอให้เพิ่มความถี่ของรถบรรทุกฉีดพรมน้ำบริเวณถนนของชุมชนเพื่อลดฝุ่นละออง เนื่องจากประชาชนกังวลเรื่องปัญหาฝุ่นละอองที่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพอากาศบริเวณชุมชน รวมถึงมลภาวะทางอากาศจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจะถูกรวบรวมเพื่อเสนอต่อ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป
		2) ขอให้ทำความสะอาดถนนหลังจากมีกิจกรรมการขนย้ายวัสดุ อุปกรณ์การเจาะ หรือล้างทำความสะอาดล้อรถขนส่งก่อนถึงถนนเส้นหลัก เนื่องจากถนนเข้า-ออกบริเวณฐานหลุมผลิตเป็นถนนลูกรัง ทำให้รถขนส่งที่วิ่งเข้า-ออกมีดินติดล้อร่วงหล่นบนถนนเส้นหลักของชุมชน ทำให้ชาวบ้านได้รับผลกระทบเรื่องฝุ่นละออง	
		3) ขอให้พิจารณาหาแนวทางหรือการดำเนินการเข้าช่วยเหลือเยียวยาชาวบ้านในพื้นที่ที่อยู่ใกล้ปล่องเผาก๊าซของฐานหลุมผลิต ซึ่งได้รับผลกระทบเรื่องแสงสว่างและเขม่าควันจากปล่องเผาก๊าซ	
9	ประเด็นด้านปัญหาถนน	1) ขอความอนุเคราะห์ในการซ่อมแซมถนนลูกรังบริเวณทางแยกเข้าฐานหลุมผลิตที่ชำรุด โดยขอให้พิจารณานำดินมาถมบริเวณที่เป็นหลุม/บ่อ หรือพิจารณาปรับปรุงเป็นถนนคอนกรีตหรือลาดยาง	- จากประเด็นความคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับ อาจจะต้องมีการลงพื้นที่สำรวจเพื่อรวบรวมข้อมูลเพิ่มเติมและเสนอ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป อย่างไรก็ตาม หากถนนดังกล่าวอยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยงานราชการ ทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะประสานงานให้หน่วยงานเหล่านั้นพิจารณาตรวจสอบและสนับสนุนงบประมาณในการปรับปรุงซ่อมแซมถนนดังกล่าว - หากทางชุมชนต้องการให้ทำความสะอาดถนน สามารถโทรติดต่อประสานงานไปที่ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้โดยตรง จากนั้นทาง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะดำเนินการจัดเจ้าหน้าที่เข้ามาทำความสะอาดให้โดยเร็ว
		2) ขอให้ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด เข้ามาดำเนินการปรับปรุงซ่อมแซมถนนที่ชำรุดเสียหายจากรถขนส่งน้ำมันให้กับชุมชน อีกทั้งช่วยดูแลผลกระทบเรื่องถนนชำรุดเสียหาย	
		3) ขอให้ทำความสะอาดถนนบริเวณพื้นที่ที่มีเศษดินติดอยู่หลังจากการฉีดพรมน้ำ เพื่อป้องกันอุบัติเหตุที่อาจเกิดจากถนนลื่น	

ตารางที่ 2-94 ความคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจากการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย (ตามที่กำหนดไว้ในมาตรการฯ) ระหว่างปี พ.ศ. 2564-2565

ลำดับ	ประเด็น	รายละเอียด	คำชี้แจง[1/]
		4) ถนนบริเวณฐานหลุมผลิตบางจุดช่วงที่เป็นทางโค้ง มีการติดตั้งรั้วลวดหนามของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ทำให้บดบังทัศนียภาพในการสัญจรและเกิดอุบัติเหตุบ่อยครั้ง จึงมีความประสงค์ให้ปรับย้ายตำแหน่งให้ผู้ใช้เส้นทางสามารถมองเห็นได้อย่างสะดวก	ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจะถูกรวบรวมเพื่อเสนอต่อ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ให้รับทราบและพิจารณาแก้ไขผลกระทบต่อไป
		5) ถนนบริเวณทางเข้า-ออกฐานหลุมผลิตบางจุดไม่มีไฟฟ้าส่องสว่าง ซึ่งช่วงเช้ามืดจะมีรถใหญ่เข้า-ออก อีกทั้งเป็นช่วงเวลาที่ชาวบ้านเริ่มออกไปทำนากัน ทำให้บริเวณดังกล่าวค่อนข้างอันตราย จึงมีความประสงค์ให้มีการติดตั้งไฟส่องสว่างบริเวณถนนบริเวณทางเข้า-ออกฐานหลุมผลิต	

หมายเหตุ: [1/] คำชี้แจงดังกล่าวเป็นการชี้แจงและให้ข้อมูลในเบื้องต้นสำหรับการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย ภายใต้การจัดทำรายงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสีย และการประเมินผลกระทบด้านสุขภาพ โครงการผลิตปิโตรเลียมแปลง S1 ประจำปี พ.ศ. 2564 และ พ.ศ. 2565 ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

จากความคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่ได้รับจากการดำเนินงานการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสียดังกล่าวข้างต้น บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้ตรวจสอบการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งพบว่า การดำเนินการที่ผ่านมาได้ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมต่าง ๆ ทั้งด้านคุณภาพอากาศ เสียง การจัดการน้ำเสียและของเสีย ด้านคมนาคม อาชีวอนามัย และความปลอดภัยอย่างเคร่งครัด เช่น การติดตั้งเครื่องเป่าอากาศบริเวณปล่องเผาก๊าซ การฉีดพรมน้ำบริเวณถนนลูกรังทางเข้า-ออกฐานหลุมผลิต การจำกัดความเร็วรถขนส่งน้ำมันดิบเมื่อวิ่งผ่านถนนลูกรัง การควบคุมให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันเสียง (Ear Plugs และ Ear Muffs) การคัดแยกขยะและจัดให้มีภาชนะรองรับที่มีฝาปิดมิดชิดเพื่อรวบรวมและนำไปกำจัดอย่างถูกต้องตามหลักวิชาการ การติดตั้งป้าย สัญลักษณ์แสดงขอบเขตแนวท่อ และเครื่องหมายเตือนต่าง ๆ การตรวจสอบและบำรุงรักษาระบบท่อตามแผนการตรวจสอบและซ่อมบำรุง การติดตั้งรั้วกันชนบริเวณที่เป็นจุดเสี่ยงต่อการเกิดอุบัติเหตุ การจัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัยบริเวณฐานหลุมผลิต การจัดเตรียมรถดับเพลิงและอุปกรณ์ผจญเพลิงที่สถานีผลิต และการฝึกซ้อมดับเพลิงและแผนปฏิบัติการฉุกเฉินต่าง ๆ ร่วมกับหน่วยงานท้องถิ่นและชุมชน เป็นต้น ส่วนผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านต่าง ๆ เช่น คุณภาพอากาศในบรรยากาศ ระดับเสียง และคุณภาพน้ำใต้ดิน บริเวณพื้นที่ใกล้เคียงฐานหลุมผลิต พบว่า ผลการตรวจวัดส่วนใหญ่มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

นอกจากนี้ ได้กำหนดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนของประชาชนที่เกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการฯ ซึ่งจะมีการติดต่อกลับและแจ้งรับเรื่องร้องเรียน พร้อมทั้งดำเนินการตรวจสอบและแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อนและให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์หาสาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ รวมถึงได้มีการจัดทำแผนการประชาสัมพันธ์โครงการฯ ในระหว่างดำเนินโครงการฯ เพื่อเผยแพร่ข้อมูล สร้างความรู้ ความเข้าใจ ลงพื้นที่เยี่ยมเยือนรับทราบชีวิตความเป็นอยู่และผลกระทบที่คาดว่าจะได้รับ ตลอดจนการรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ไปยังหน่วยงานอนุญาตและกำกับดูแล เพื่อใช้ในการติดตาม ตรวจสอบการดำเนินโครงการฯ ให้เป็นไปอย่างเหมาะสม ตั้งแต่เริ่มดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ตลอดจนสิ้นอายุโครงการฯ

2.10.2 การรับเรื่องร้องเรียน

2.10.2.1 ช่องทางการรับเรื่องร้องเรียน

บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้จัดให้มีช่องทางในการติดต่อประสานงานเพื่อรับเรื่องร้องเรียนจากประชาชนในกรณีที่ประชาชนในพื้นที่ได้รับความเดือดร้อน ความเสียหาย อันเนื่องมาจากการดำเนินงานของโครงการฯ หรือมีข้อสงสัยต่าง ๆ ดังนี้

- ร้องเรียนผ่านพนักงาน บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด หรือพนักงานผู้รับเหมา
- ร้องเรียนผ่านทางพนักงานสื่อสารที่ห้องสื่อสาร ผ่านทางเบอร์โทรศัพท์หมายเลข 055-731-150
- ร้องเรียนผ่านผู้นำชุมชนของตนเอง ซึ่งทีมชุมชนสัมพันธ์ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มีการติดต่อประสานงานกับผู้นำชุมชนในพื้นที่อยู่อย่างสม่ำเสมอ

โดยช่องทางการรับเรื่องร้องเรียนดังกล่าวจะมีการประชาสัมพันธ์ให้ชุมชนได้รับทราบตั้งแต่ก่อนเริ่มดำเนินโครงการฯ และหมายเลขโทรศัพท์ในการแจ้งเรื่องข้อเรียนมายัง บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะมีติดอยู่ที่รถบรรทุกน้ำมัน

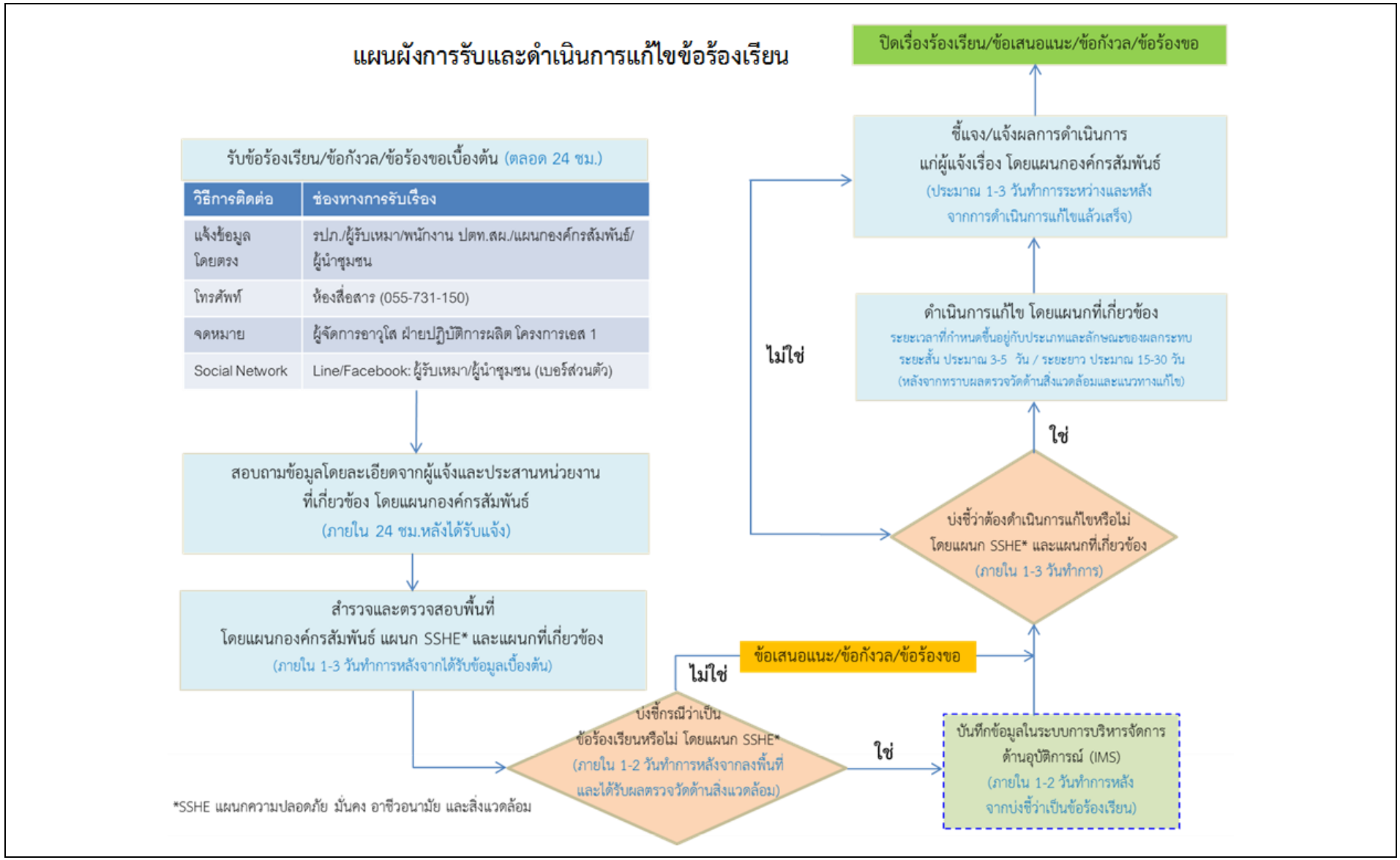
ของบริษัททุกคัน นอกจากนี้ ยังมีการอบรมพนักงานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ทุกคน เรื่องกระบวนการรับเรื่องร้องเรียน เช่น เมื่อได้รับเรื่องร้องเรียน ต้องสอบถามชื่อผู้ร้องเรียน เรื่องที่ร้องเรียน สถานที่เกิดเหตุ เวลาเกิดเหตุ และช่องทางติดต่อกลับ และส่งรายละเอียดให้กับทีมชุมชนสัมพันธ์ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด เพื่อดำเนินการต่อไป โดยหลังจากได้รับเรื่องร้องเรียนแล้ว ทีมชุมชนสัมพันธ์ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด จะติดต่อกลับผู้เสียหายภายใน 24 ชั่วโมง เพื่อแจ้งว่าได้รับเรื่องร้องเรียนแล้ว และชี้แจงขั้นตอนการดำเนินการตรวจสอบตามข้อร้องเรียนที่ได้รับ ทั้งนี้ จะดำเนินการแจ้งความคืบหน้าผลการแก้ไขตามข้อร้องเรียนที่ได้รับเป็นระยะ (กรณีตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นความเสียหายที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ จริง) และเมื่อแก้ไขตามข้อร้องเรียนแล้วเสร็จ จะมีการชี้แจง/แจ้งผลการเนินการแก้ไขแก่ผู้ร้องเรียน รวมถึงรายงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติต่อไป โดยรายละเอียดแผนผังการรับและดำเนินการแก้ไขข้อร้องเรียนแสดงดัง **รูปที่ 2-174**

2.10.2.2 ประเด็นการร้องเรียนจากการดำเนินงานที่ผ่านมา

จากการดำเนินงานในปี พ.ศ. 2565 บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้รับประเด็นการร้องเรียนทั้งหมด 24 ข้อร้องเรียน แบ่งออกเป็นประเด็นหลัก 6 ประเด็น ดังนี้

- ประเด็นด้านเสียงรบกวน จำนวน 2 ข้อร้องเรียน คิดเป็นร้อยละ 8.3
- ประเด็นด้านกลิ่นรบกวน จำนวน 2 ข้อร้องเรียน คิดเป็นร้อยละ 8.3
- ประเด็นด้านฝุ่นละออง/คุณภาพอากาศ จำนวน 2 ข้อร้องเรียน คิดเป็นร้อยละ 8.3
- ประเด็นด้านปัญหาถนน จำนวน 3 ข้อร้องเรียน คิดเป็นร้อยละ 12.5
- ประเด็นด้านการดำเนินกิจกรรมของบริษัทฯ จำนวน 11 ข้อร้องเรียน คิดเป็นร้อยละ 45.9
- ประเด็นอื่น ๆ อาทิ แสงสว่างในพื้นที่โครงการฯ การลักลอบทิ้งขยะในพื้นที่โครงการฯ และการจอดรถขวางทางเข้า-ออก ณ พื้นที่ชาวบ้านของพนักงาน/ผู้รับเหมา จำนวน 4 ข้อร้องเรียน คิดเป็นร้อยละ 16.7

ซึ่งจากข้อร้องเรียนทั้งหมดได้รับการจัดการคิดเป็นร้อยละ 66.7 ส่วนอีกร้อยละ 33.3 อยู่ระหว่างการดำเนินการแก้ไข ซึ่งบางประเด็นพบว่าไม่ได้เป็นผลกระทบที่เกิดจากการดำเนินงานของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ก็ได้พิจารณาช่วยเหลือตามความเหมาะสมเป็นรายกรณี



รูปที่ 2-174 แผนผังการรับและดำเนินการแก้ไขข้อร้องเรียน

2.10.3 กิจกรรมการช่วยเหลือสังคมตามแผนความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR)

บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด มีนโยบายสนับสนุนกิจกรรมเพื่อพัฒนาสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมทั้งส่งเสริมคุณภาพชีวิตของชุมชนในท้องถิ่น ผ่านการส่งเสริมกิจกรรมสาธารณประโยชน์แก่ชุมชนที่ด้อยโอกาส ให้เป็นชุมชนที่เข้มแข็งพึ่งพาตนเองได้ภายใต้เศรษฐกิจพอเพียง โดยดำเนินการตามแผนความรับผิดชอบต่อสังคม (Corporate Social Responsibility; CSR) ซึ่งจำแนกออกเป็น 5 แนวทางหลัก ได้แก่ 1) ด้านการศึกษา 2) ด้านศาสนาและวัฒนธรรม 3) ด้านสุขภาพ อาชีวอนามัย และความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม 4) ด้านการส่งเสริมอาชีพ และ 5) ด้านสังคม

สำหรับการพิจารณากิจกรรม และแผนความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) ที่ได้ดำเนินการในพื้นที่แปลง S1 ถูกใช้เป็นกรอบในการกำหนดแผนการดำเนินกิจกรรม ซึ่งครอบคลุมจังหวัดพิษณุโลก สุโขทัย กำแพงเพชร อุตรดิตถ์ และพิจิตร โดยเจ้าหน้าที่แผนกกิจการสัมพันธ์ของโครงการฯ จะเข้าร่วมปรึกษาหารือกับหน่วยงานราชการ หน่วยงานท้องถิ่น และชุมชนที่เป็นที่ตั้งของโครงการฯ เพื่อให้กิจกรรมด้านชุมชนสัมพันธ์ มีความเหมาะสมและสอดคล้องกับความต้องการของชุมชนอย่างแท้จริง

ทั้งนี้ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้กำหนดเกณฑ์การพิจารณาสนับสนุนชุมชนในพื้นที่การปฏิบัติงาน โดยพิจารณาจากหน่วยงานราชการ/ชุมชน ซึ่งมีที่ตั้งอยู่ในตำบลหรืออำเภอ อันเป็นที่ตั้งของฐานหลุมผลิตปิโตรเลียมเป็นหลัก และหน่วยงานราชการ/ชุมชน ซึ่งอยู่บนเส้นทางการขนส่งน้ำมันดิบ เป็นลำดับรองลงมา นอกเหนือจากเกณฑ์ที่กำหนดข้างต้น การดำเนินกิจกรรม และแผนความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) จะพิจารณาจากช่วงเวลาการดำเนินโครงการฯ โดยแบ่งเป็นกิจกรรมด้านชุมชนสัมพันธ์ในระยะเจาะหลุมปิโตรเลียม และระยะผลิตปิโตรเลียม ซึ่งแผนการดำเนินกิจกรรมด้านชุมชนสัมพันธ์ และแผนความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) จะดำเนินการตลอดอายุสัมปทาน โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.10.3.1 การดำเนินกิจกรรม CSR ที่ผ่านมา

จากการดำเนินกิจกรรมความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) ที่ผ่านมาของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ภายในแปลง S1 สามารถช่วยเสริมสร้างความสัมพันธ์และความเชื่อมั่นในการดำเนินงานของโครงการต่าง ๆ ภายในแปลง S1 จากหน่วยงานราชการ องค์กรเอกชน และประชาชนในพื้นที่ รวมถึงสร้างโอกาสให้กับเยาวชนและประชาชนในพื้นที่ทั้งในด้านการศึกษา ศาสนาและวัฒนธรรม ผ่านกิจกรรมต่าง ๆ อาทิ

- กิจกรรมด้านการศึกษา เช่น โครงการส่งเสริมพัฒนาภาษาอังกฤษ โครงการสนับสนุนทุนการศึกษา เป็นต้น
- กิจกรรมด้านศาสนาและวัฒนธรรม เช่น โครงการทอดกฐินหรือผ้าป่า โครงการทำบุญเนื่องในวันเข้าพรรษา เป็นต้น

ทั้งนี้ สามารถสรุปภาพถ่ายบางส่วนเพื่อแสดงถึงการดำเนินกิจกรรมความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) ที่ผ่านมา ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ต่อชุมชนโดยรอบ ได้ดัง**รูปที่ 2-175**



ก) การสนับสนุนทุนการศึกษาแก่สถานศึกษาท้องถิ่น



ข) โครงการมินิฟาร์ม



ค) โครงการก๊าซธรรมชาติเพื่อเกษตรชุมชนและสิ่งแวดล้อม



ง) การสนับสนุนด้านวัฒนธรรม ประเพณี



จ) โครงการรถรักษ์สุขภาพ มอบแก่โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบล (รพ.สต.)



ฉ) โครงการขยะสู่พลังงาน (Bio-Gas)

รูปที่ 2-175 กิจกรรมความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) ที่ผ่านมาในพื้นที่แปลง S1

2.10.3.2 แผนการดำเนินกิจกรรม CSR

สำหรับแผนการดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมทั้งส่งเสริมคุณภาพชีวิตของชุมชนในท้องถิ่น (กิจกรรม CSR) ซึ่งมีกรอบระยะเวลาในการดำเนินการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2566-2574 มีรายละเอียดแสดงดัง **ตารางที่ 2-95**

ตารางที่ 2-95 แผนการดำเนินกิจกรรมเพื่อพัฒนาสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมทั้งส่งเสริมคุณภาพชีวิตของชุมชนในท้องถิ่น (แผนการดำเนินกิจกรรม CSR)

โครงการ	ระยะเจาะ	ระยะผลิต	เดือน (ดำเนินการตลอดอายุสัมปทาน ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2566-2574)												ผู้รับผิดชอบ
			ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	
1. โครงการให้ความสนับสนุนด้านการศึกษา															
1.1 โครงการส่งเสริมพัฒนาภาษาอังกฤษโรงเรียนในพื้นที่ปฏิบัติงาน		✓											☆		ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม
1.2 โครงการ “PTTEP English Quiz”		✓										☆	☆		ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม
1.3 โครงการทุนการศึกษา ปตท.สผ. เพชร S1		✓						☆							ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม
1.4 โครงการทุนการศึกษา ปตท.สผ.		✓						☆							ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม
1.5 โครงการ "พัฒนาศักยภาพครูภาษาอังกฤษระดับประถมศึกษา" ในพื้นที่ปฏิบัติงาน		✓										☆			ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม
1.6 โครงการสนับสนุนกิจกรรมวิชาการต่าง ๆ–สถาบันอุดมศึกษาในพื้นที่		✓	←	ตามวัน-เวลา ที่ระบุในหนังสือขอความสนับสนุนของหน่วยงานนั้น ๆ									→		ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม
2. โครงการให้ความสนับสนุนด้านศาสนาและวัฒนธรรม															
2.1 โครงการทอดกฐินหรือผ้าป่า	✓	✓										☆			ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
2.2 โครงการทำบุญเนื่องในวันเข้าพรรษา		✓							☆						ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
2.3 โครงการสนับสนุนการจัดงาน “เทศกาลประเพณีและวัฒนธรรมประจำปี จังหวัดพิษณุโลก”															
2.3.1 การจัดงานประเพณีลอยกระทง	✓	✓											☆		ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
2.3.2 กิจกรรมกาชาดจังหวัดพิษณุโลก	✓	✓	☆												ทีมงานชุมชนสัมพันธ์

ตารางที่ 2-95 แผนการดำเนินกิจกรรมเพื่อพัฒนาสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมทั้งส่งเสริมคุณภาพชีวิตของชุมชนในท้องถิ่น (แผนการดำเนินกิจกรรม CSR)

โครงการ	ระยะเจาะ	ระยะผลิต	เดือน (ดำเนินการตลอดอายุสัมปทาน ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2566-2574)												ผู้รับผิดชอบ
			ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	
2.4 โครงการสนับสนุนการจัดงาน “เทศกาลประเพณีและวัฒนธรรมประจำปี จังหวัดสุโขทัย”															
2.4.1 การจัดงานประเพณีลอยกระทง	✓	✓											☆		ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
2.4.2 กิจกรรมกาชาดจังหวัดสุโขทัย	✓	✓		☆											ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
2.5 โครงการสนับสนุนการจัดงาน “เทศกาลประเพณีและวัฒนธรรมประจำปี จังหวัดอุตรดิตถ์”															ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
2.5.1 การจัดงานประเพณีลอยกระทง	✓	✓											☆		ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
2.5.2 กิจกรรมกาชาดจังหวัดอุตรดิตถ์	✓	✓	☆												ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
3. โครงการให้ความสนับสนุนด้านการกีฬา															
3.1 โครงการพัฒนาศักยภาพเยาวชนในพื้นที่ปฏิบัติงาน		✓	← ตามวัน-เวลา ที่ระบุในหนังสือขอความสนับสนุนของหน่วยงานนั้น ๆ →												ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
3.2 โครงการฟุตซอล ปตท.สผ. คัพ		✓										☆			ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม
3.3 โครงการ "หนูรักกีฬา กับ ปตท.สผ"		✓											☆		ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม
3.4 โครงการ "วิ่งการกุศลประจำปี"		✓												☆	ทีมสื่อสาร
4. โครงการด้าน SSHE และการส่งเสริมอาชีพ															
4.1 โครงการฟาร์มขนาดเล็ก (Mini Farm)		✓						☆							ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม
4.2 โครงการ ขยะสู่พลังงาน Waste to Energy		✓					☆								ทีมงานกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

ตารางที่ 2-95 แผนการดำเนินกิจกรรมเพื่อพัฒนาสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมทั้งส่งเสริมคุณภาพชีวิตของชุมชนในท้องถิ่น (แผนการดำเนินกิจกรรม CSR)

โครงการ	ระยะเจาะ	ระยะผลิต	เดือน (ดำเนินการตลอดอายุสัมปทาน ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2566-2574)												ผู้รับผิดชอบ
			ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	
4.3 โครงการ “ส่งเสริมและพัฒนาระบบกสิกรรมด้วยศาสตร์พระราชาสู่ความยั่งยืน”		✓						☆							ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
5. โครงการด้านการบริจาค/สนับสนุนชุมชนและหน่วยงานต่าง ๆ															
5.1 โครงการให้ความช่วยเหลือผู้ประสบภัย	✓	✓							☆	☆	☆				ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
5.2 โครงการสนับสนุนกิจกรรมของโรงเรียน วัด โรงพยาบาลในพื้นที่ปฏิบัติงาน	✓	✓	← ตามวัน-เวลา ที่ระบุในหนังสือขอความสนับสนุนของหน่วยงานนั้น ๆ →												ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
5.3 โครงการสนับสนุนกิจกรรมของส่วนราชการทหาร ตำรวจ และพลเรือนในพื้นที่	✓	✓	← ตามวัน-เวลา ที่ระบุในหนังสือขอความสนับสนุนของหน่วยงานนั้น ๆ →												ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
5.4 โครงการบริจาคถังเหล็ก/ถังพลาสติกปลดระวาง		✓	← อิงตามแผนงานการปลดระวางถังเหล็ก/ถังพลาสติก →												ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
6. โครงการเสริมสร้างความสัมพันธ์ชุมชนในพื้นที่ปฏิบัติงาน															
6.1 โครงการรักเพื่อนบ้าน	✓	✓		☆		☆		☆		☆		☆		☆	ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
6.2 โครงการชุมชนพบ ปตท.สผ.	✓	✓										☆			ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
6.3 โครงการจัดกิจกรรมกอล์ฟประเพณี ปตท.สผ.-ข้าราชการชั้นผู้ใหญ่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน (จังหวัดพิษณุโลก/ สุโขทัย/ กำแพงเพชร/อุตรดิตถ์/ พิจิตร)		✓											☆		ทีมงานชุมชนสัมพันธ์
6.4 โครงการเสริมสร้างความสัมพันธ์กับชุมชนในพื้นที่ปฏิบัติงาน	✓	✓	← ตามวัน-เวลา ที่ระบุในหนังสือขอความสนับสนุนของหน่วยงานนั้น ๆ →												ทีมงานชุมชนสัมพันธ์

หมายเหตุ: ✓ ระยะดำเนินงานโครงการฯ

☆ ช่วงเวลาที่คาดว่าจะดำเนินโครงการตามแผนการดำเนินกิจกรรมเพื่อพัฒนาสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมทั้งส่งเสริมคุณภาพชีวิตของชุมชนในท้องถิ่น