การปรับปรุงประสิทธิภาพการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม บนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์

Improving the Drilling Performance of Petroleum Wells on a Tender Assist Rig

ศุภชัย รักษ์ทอง

Supachai Rakthong

สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาการจัดการอุตสาหกรรม
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

A Minor Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Engineering in Industrial Management
Prince of Songkla University
2565

ชื่อสารนิพนธ์ การปรับปรุงประสิทธิภาพการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์

ผู้เขียน นายศุภชัย รักษ์ทอง

สาขาวิชา การจัดการอุตสาหกรรม

อาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์หลัก

.....

(ดร.ชุกรี แดสา)

คณะกรรมการสอบ

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ วนิดา รัตนมณี)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นภิสพร มีมงคล)

.....กรรมการ

(ดร.ชุกรี แดสา)

.....

(ดร.สุริยา จิรสถิตสิน)

ประธานคณะกรรมการบริหารหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาการจัดการอุตสาหกรรม

ชื่อสารนิพนธ์ การปรับปรุงประสิทธิภาพการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์

ผู้เขียน นายศุภชัย รักษ์ทอง

สาขาวิชา การจัดการอุตสาหกรรม

ปีการศึกษา 2565

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อลดเวลาสูญเปล่าในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม เมื่อเทียบกับข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะก่อนการปรับปรุง โดยเริ่มจากการศึกษาและสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม รวมถึงองค์ประกอบของน้ำโคลนเพื่อเป็นข้อมูลในการดำเนินการวิจัย จากนั้นทำการศึกษาขั้นตอนการขุดเจาะหลุมผลิตของบริษัทกรณีศึกษา และเก็บรวบรวมข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะย้อนหลัง 3 เดือน คือ เดือน มีนาคม – พฤษภาคม พ.ศ. 2564 เพื่อนำข้อมูลที่ได้มาวิเคราะห์ทางสถิติ และระบุสภาพปัญหาที่มีผลทำให้เกิดเวลาที่สูญเปล่า พบว่า ค่าเฉลี่ยของจำนวนชั่วโมงที่รอคอยเท่ากับ 4.64 ชั่วโมง/หลุม คิดเป็นร้อยละ 5.45 ซึ่งเกิดจากขั้นตอนการรอระบบหมุนเวียนน้ำโคลนทำให้เกิดเวลาสูญเปล่ามากที่สุด จึงได้นำข้อมูลปัญหาดังกล่าวมาทำการวิเคราะห์หาสาเหตุที่แท้จริงโดยใช้แผนผังก้างปลาพบว่า สาเหตุหลักของปัญหาเกิดจาก 2 ประเด็นหลัก คือ 1) สาเหตุจากวิธีการ เนื่องจากวิธีการระบบลำเลียงน้ำโคลนเป็นการหมุนเวียนน้ำโคลนผ่านท่อชุดเดียวกัน และ 2) สาเหตุจากวัสดุ/อุปกรณ์ จากการตรวจสอบวัสดุ/อุปกรณ์ที่ใช้เป็นชุดเดียวกัน จึงเกิดการปะปนกันของน้ำโคลน 2 ชนิด ซึ่งไม่สามารถแยกน้ำโคลนทั้ง 2 ชนิดออกจากกันได้ ทางผู้วิจัยจึงได้ทำการปรับปรุงโดยใช้หลักการบริหารความเสี่ยงของระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่โดยพิจารณาตามระดับความเสี่ยงที่มีระดับนัยสำคัญ เพื่อนำมาจัดทำแผนการดำเนินงานปรับปรุงด้วยการออกแบบแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่, ติดตั้งชุดอุปกรณ์เพิ่มเติมต่างๆ, จัดทำเอกสารมาตรฐานการทำงาน, จัดทำเอกสารบันทึกการตรวจสอบ และจัดการฝึกอบรม จากนั้นได้ติดตามผลการปรับปรุง โดยทำการเก็บข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะของเดือน กุมภาพันธ์ – เมษายน พ.ศ.2565 พบว่า ไม่เกิดเวลารอคอยในกระบวนการขุดเจาะอีกต่อไป

Minor Thesis Improving the Drilling Performance of Petroleum Wells on a Tender Assist Rig
Author Mr. Supachai Rakthong
Major Program Industrial Management
Academic Year 2022

ABSTRACT

This research aims to reduce wasted time in the drilling process of petroleum production wells compared to drilling hours of drilling before improvement, begins with studying and exploring research related to drilling petroleum production wells. Including the composition of the mud water to be used as information for conducting research. Then study the process of drilling production wells of the company case study and collect data on drilling hours in March – May 2021 to analyze the problems. And identifying the problem conditions that resulted in waiting time, it was found that the average waiting hours was 4.64 hours/well which is representing 5.45%. Which was main caused by the waiting process of the Mud circulation system. Therefore, the problem data was used to analyze the cause by Fishbone diagrams. The main cause of the problem is 1) the cause of the method due to the method of the Mud circulation system through the same set of pipes and 2) caused by materials/equipment from the examination of materials/equipment used in the same set. Therefore, the mixture of 2 types of mud water. The researcher has improved by using the Risk management principle based on the level of significant risk to improve activity for elimination by designing a schematic of a new Mud circulation system, installing additional equipment kits, preparing Work Instruction document, preparing checklist and training to educate operators. Then followed up on improvements by collecting data on drilling hours of February – April 2022, it was found that there was no longer waiting time in the drilling process.

กิตติกรรมประกาศ

การทำสารนิพนธ์เรื่อง การปรับปรุงประสิทธิภาพการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์ สามารถดำเนินงานไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความอนุเคราะห์และสนับสนุนจากหลายฝ่าย ซึ่งหากไม่มีบุคคลเหล่านี้งานวิจัยอาจไม่ประสบความสำเร็จ

ขอขอบคุณอาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์ ดร. ชุกรี แดสา ที่ได้กรุณาให้ความรู้ คำปรึกษาและคำแนะนำในการทำวิจัย การเขียนรายงานวิจัย และบทความวิจัย จึงทำให้สามารถดำเนินการวิจัยลุล่วงไปได้ด้วยดี และขอขอบคุณประธานกรรมการสอบและกรรมการสอบที่ได้มอบข้อคิด คำแนะนำและคำติชมในการจัดทำสารนิพนธ์ให้ดียิ่งขึ้น

ขอขอบคุณบริษัทกรณีศึกษาที่ให้โอกาสในการหาความรู้และประสบการณ์ในการทำงาน และขอขอบคุณทีมผู้เชี่ยวชาญที่มีส่วนร่วมในการประเมินและให้ข้อมูลต่างๆ ในการดำเนินการวิจัย รวมไปถึงขอขอบคุณพนักงานทุกท่านที่ให้คำแนะนำ ความช่วยเหลือ และความร่วมมือในการดำเนินงานการใช้เครื่องมือและอุปกรณ์ต่างๆ ทำให้งานวิจัยสำเร็จไปได้อย่างดี

ขอขอบคุณบิดา มารดา และสมาชิกในครอบครัวทุกท่านที่คอยให้ความช่วยเหลือและให้กำลังใจในการทำงานวิจัยเสมอมา และขอขอบคุณเพื่อนๆ ทุกท่านที่ให้กำลังใจ คำแนะนำในการทำงานวิจัย และสนับสนุนในด้านต่างๆ จนสารนิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จได้

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่าสารนิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นประโยชน์ต่อผู้ที่สนใจไม่มากก็น้อย จึงขอมอบความดีทั้งหลายของงานวิจัยนี้ให้แก่ทุกท่านที่ได้กล่าวมาข้างต้นและผู้ที่ยังไม่ได้เอ่ยนามมา ณ โอกาสนี้ด้วย

ศุภชัย รักษ์ทอง

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	(3)
ABSTRACT	(4)
กิตติกรรมประกาศ	(5)
สารบัญ	(6)
รายการตาราง	(8)
รายการภาพประกอบ	(9)
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	8
1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	8
1.4 ขอบเขตการวิจัย	8
บทที่ 2 แนวคิด ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	9
2.1 อุปกรณ์สำหรับการขุดเจาะและการหมุนเวียนของน้ำโคลนในหลุม	9
2.2 ประเภทของแท่นขุดเจาะปิโตรเลียม	12
2.3 แผนผังก้างปลา (Cause and effect diagram)	14
2.4 การบริหารความเสี่ยง (Risk management)	17
2.5 ความหนืดของน้ำโคลน	19
2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	22
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย	25
3.1 ศึกษาและสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	25
3.2 ศึกษากระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบันและระบุสภาพปัญหา	25
3.3 การวิเคราะห์สาเหตุของปัญหาและหาแนวทางในการปรับปรุง	25
3.4 ปรับปรุงและแก้ไขกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม	25
3.5 วิเคราะห์และประเมินผลหลังจากการปรับปรุงกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม	25
3.6 จัดทำเอกสารรายงานฉบับสมบูรณ์	26

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 4 ผลการวิจัยและอภิปรายผลการวิจัย..... 27
4.1 ศึกษาและสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 27
4.2 ศึกษากระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบันและระบุสภาพปัญหา..... 30
4.3 การวิเคราะห์สาเหตุของปัญหาและหาแนวทางในการปรับปรุง..... 36
4.4 ปรับปรุงและแก้ไขกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม..... 39
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ..... 66
5.1 สรุปผลการวิจัย..... 66
5.2 ข้อเสนอแนะ..... 67
บรรณานุกรม..... 69
ประวัติผู้เขียน..... 71

รายการตาราง

ตารางที่		หน้า
1.1	ข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะของเดือน มีนาคม – พฤษภาคม พ.ศ. 2564.....	7
4.1	เกณฑ์ระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง.....	39
4.2	เกณฑ์ระดับผลกระทบที่เกิดความเสี่ยงในแต่ละด้าน.....	39
4.3	ตารางประเมินความเสี่ยง (risk matrix)	40
4.4	การประเมินความเสี่ยงของระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่ ก่อนทำการปรับปรุง.....	41
4.5	เกณฑ์ระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง.....	43
4.6	เกณฑ์ระดับความรุนแรงที่จะเกิดความเสี่ยง	43
4.7	ตารางประเมินความเสี่ยง (risk matrix)	45
4.8	ระดับความเสี่ยงจำแนกตามสี	45
4.9	การประเมินความเสี่ยงการติดตั้งท่อขนาด 6 นิ้ว (6 inch return line) ก่อนทำการปรับปรุง.....	46
4.10	ข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะของเดือน กุมภาพันธ์ – เมษายน พ.ศ.2565.....	62
4.11	ค่าใช้จ่ายที่สูญเสียจากการรอคอยน้ำโคลนก่อนและรายได้ที่เพิ่มขึ้นหลังการปรับปรุง	62
4.12	ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุง	63

รายการภาพประกอบ

ภาพที่		หน้า
1.1	ขั้นตอนการสำรวจปิโตรเลียม	2
1.2	การใส่ท่อกรุ (casing) ตามขนาดของหลุม	3
1.3	การเปรียบเทียบการปั๊มซีเมนต์ทั้งก่อนและหลัง	3
1.4	แผนการดำเนินงานเพื่อเจาะขนาดหลุมผลิตใหม่	4
1.5	ระบบหมุนเวียนน้ำโคลนและการปั๊มซีเมนต์ของหลุมผลิตที่ทำการเจาะเสร็จสิ้นแล้ว	6
1.6	ข้อมูลเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ขุดเจาะหลุมเทียบกับเวลารอคอยของเดือน มีนาคม – พฤษภาคม พ.ศ. 2564	7
2.1	ตัวอย่างประเภทของแท่นขุดเจาะน้ำมันในทะเล	9
2.2	หัวเจาะ และก้านเจาะปิโตรเลียม	10
2.3	หัวเจาะแบบใบมีดตัวเจาะหมุนได้ (roller cone bit) (1) และแบบใบมีดตัวเจาะหมุนไม่ได้ หรือหัวเจาะเพชรเทียม (fixed-cutter bit) (2)	10
2.4	ก้านเจาะ	10
2.5	ระบบการหมุนเวียนน้ำโคลนในหลุมขุดเจาะปิโตรเลียม	11
2.6	แท่นบกหรือแลนด์ริก (land rig)	12
2.7	แท่นเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ (tender barge)	12
2.8	แท่นเจาะแบบแจคอัพ (jack up rig)	13
2.9	แท่นขุดเจาะแบบเซมิ-ซับเมอร์สิเบิล (semi-submersible rig)	13
2.10	เรือขุดเจาะน้ำมัน (drillship)	14
2.11	โครงสร้างของแผนผังสาเหตุและผล	15
2.12	แผนผังหลักการ 4M 1E	16
2.13	ภาพแผนภูมิเปรียบเทียบแสดงสมรรถนะการนำเศษหินขึ้นจากหลุมเทียบกับความลาดเอียงของหลุม ได้แก่ aV = 1.84 ft/s, b 2.21 ft/s, c2.58 ft/s และ d 3.31 ft/s, โดยใช้น้ำโคลนที่มีค่าความหนืดต่างกัน ได้แก่ 1, 2.5 และ 6 cp	19
2.14	ลักษณะการไหลของตัวอย่างเศษหินในช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังหลุม	20
3.1	กรอบแนวคิดงานวิจัย	26
4.1	ความดันของของของเหลวในชั้นหิน	28
4.2	การนำเศษหินที่หัวเจาะขึ้นมาปากหลุม	28

รายการภาพประกอบ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
4.3	ระบบหมุนเวียนของน้ำโคลนบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ	32
4.4	บันทึกข้อมูลในระหว่างกระบวนการขุดเจาะ (wireline logging data)	33
4.5	ทางเดินของระบบหมุนเวียนน้ำโคลนผ่านท่อขนาด 12” ผ่านกลับมายังบ่อกักเก็บ	34
4.6	แผนการดำเนินงานเพื่อเจาะขนาดหลุมผลิตใหม่	35
4.7	การระดมความคิดร่วมกันของผู้เชี่ยวชาญทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	36
4.8	แผนผังก้างปลาการวิเคราะห์สาเหตุของการเกิดปัญหา	37
4.9	CEMENTING LINE SCHEMATIC ก่อนการปรับปรุง	49
4.10	CEMENTING LINE SCHEMATIC หลังการปรับปรุง	50
4.11	Mud Suction & Return Line Diagram ก่อนการปรับปรุง	51
4.12	Mud Suction & Return Line New Diagram หลังการปรับปรุง	52
4.13	การติดตั้งสายขนาด 2 นิ้ว เพิ่มบริเวณหัวหลุม	53
4.14	การต่อสายเข้ากับวาล์วหมายเลข 3 และหมายเลข 6	54
4.15	การติดตั้งท่อขนาด 2 นิ้ว บริเวณชุดตะแกรงร่อน	54
4.16	การติดตั้งท่อแยกขนาด 6 นิ้ว และบ่อแยกรับน้ำโคลนแต่ละหมายเลข	55
4.17	แผนการดำเนินงานเพื่อเจาะขนาดหลุมผลิตแบบใหม่ หลังการปรับปรุง	56
4.18	เอกสารมาตรฐานการทำงานของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่	57
4.19	บันทึกการตรวจสอบการเปิดระบบหมุนเวียนน้ำโคลนแบบใหม่	58
4.20	บันทึกการตรวจวัดคุณสมบัติน้ำโคนที่หมุนเวียนผ่านท่อปกติขนาด 12 นิ้ว เดิม	59
4.21	บันทึกการตรวจวัดคุณสมบัติน้ำโคลนผ่านท่อขนาด 6 นิ้วที่ปรับปรุงใหม่	60
4.22	การตรวจวัดคุณภาพน้ำโคลนที่กลับมาจากหลุมที่เจาะเสร็จแล้วก่อนกลับลงไปยังที่กักเก็บผ่านท่อขนาด 6 นิ้ว โดยวิศวกรน้ำโคลน (Mud Engineer) เป็นผู้ตรวจสอบ	60
4.23	การสลับวาล์วโดยทีม cement เพื่อทำการหมุนเวียนน้ำโคลนของหลุมที่เจาะเสร็จแล้ว	61
4.24	จัดการฝึกอบรมระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่และมาตรฐานการทำงาน	61
4.25	ข้อมูลลักษณะหลุมที่ทำการขุดเจาะของเดือน กุมภาพันธ์ – เมษายน พ.ศ.2565	64
4.26	รายงานการขุดเจาะประจำวัน ก่อนและหลังการปรับปรุง	65

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา

การสำรวจและขุดเจาะปิโตรเลียมเป็นการหาพื้นที่ที่อาจจะมีชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งแบ่งออกเป็น 4 ขั้นตอนหลัก ดังนี้

- การสำรวจ (exploration) วิธีการสำรวจสามารถช่วยเป็นเครื่องชี้ให้ทราบว่าข้างล่างเปลือกโลกจะมีโครงสร้างที่เหมาะสมเป็นแหล่งกักเก็บน้ำมันมากน้อยเพียงใด แต่ไม่สามารถบ่งชี้ให้เด่นชัดว่าจะมีชั้นหินกักเก็บน้ำมันหรือไม่

- การขุดเจาะ (drilling) เมื่อทราบพื้นที่และจำนวนปิโตรเลียมจะเริ่มทำการเจาะ “หลุมสำรวจ” (exploration well) โดยใช้วิธีสุ่มเจาะ จากนั้นก็จะมีการประเมินคุณค่าทางเศรษฐกิจและหาขอบเขตของแหล่งกักเก็บนั้น เพื่อให้แน่ใจว่ามีปริมาณมากพอในเชิงพาณิชย์ จึงจะทำการเจาะหลุมเจาะเพื่อนำปิโตรเลียมที่สะสมอยู่ขึ้นมาใช้ประโยชน์ต่อไป

- ขั้นตอนการผลิต (production) เป็นกระบวนการแยกน้ำ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และสารปนเปื้อนอื่นๆ ออกจากน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติที่ได้มาจากการขุดเจาะ และนำไปใช้ประโยชน์

- การสละหลุม (abandonment) เมื่อใช้ประโยชน์จนหลุมใช้ไม่ได้แล้ว หลุมที่ไม่ใช้แล้วจะถูกอัดโดยซีเมนต์ไปตามท่อผลิต เพื่อป้องกันไม่ให้ของเหลวที่มีอยู่ในชั้นหินไหลไปสู่ชั้นหินอื่น

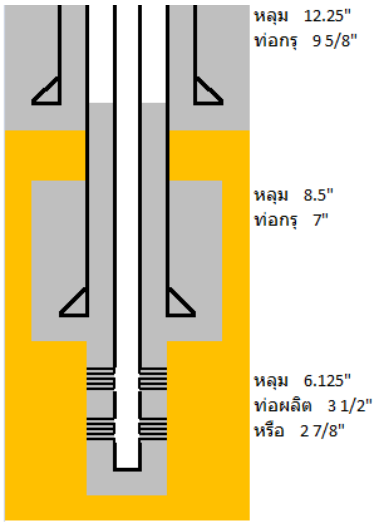
โดยขั้นตอนสำรวจและขุดเจาะปิโตรเลียมนั้นดังภาพที่ 1.1

ภาพที่ 1.1 ขั้นตอนการสำรวจปิโตรเลียม (แหล่งที่มา : เอกสารประกอบการบรรยายการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย โดยนายชยุตพงศ์ นันท์ธนะวานิช)

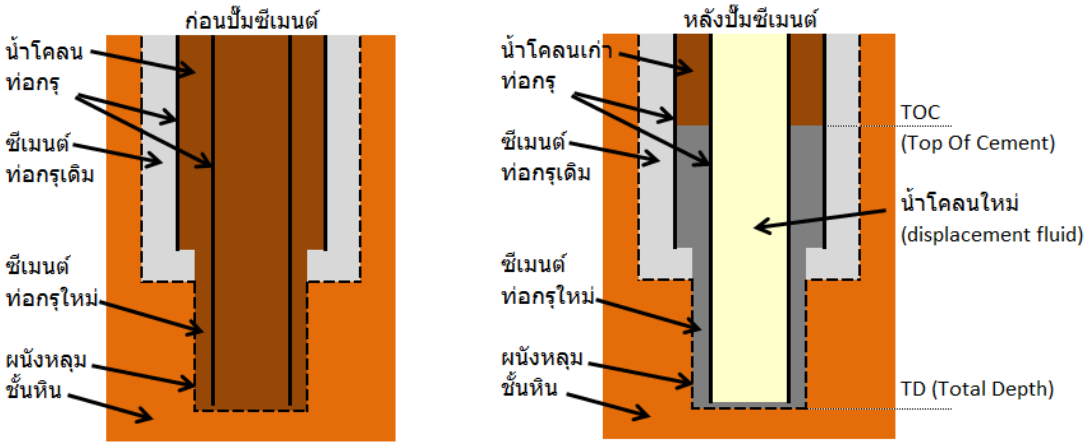
ในการขุดเจาะหลุมปิโตรเลียม วิศวกรขุดเจาะจะเป็นผู้จัดทำแผนและขั้นตอนการเจาะโดยใช้ข้อมูลทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ จากนักธรณีวิทยา และ/หรือนักธรณีฟิสิกส์ที่ได้ศึกษาข้อมูลการสำรวจนำมาใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานในการออกแบบและวางแผนการเจาะ ทำให้สามารถทำการเจาะได้อย่างถูกต้อง รวดเร็ว และปลอดภัย การเจาะหลุมปิโตรเลียมในปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยีต่างๆ เข้ามามีบทบาทในการทำงานมากยิ่งขึ้น เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการขุดเจาะหลุมปิโตรเลียม โดยระบบการเจาะปิโตรเลียมที่ได้รับความนิยมอย่างมากในปัจจุบัน คือ ระบบการเจาะที่เรียกว่า การเจาะโดยวิธีเจาะปั่น (rotary drilling method) ซึ่งเป็นการเจาะโดยใช้อุปกรณ์การเจาะพื้นฐานที่มีลักษณะการทำงานโดยการหมุนหัวเจาะเพื่อเจาะลงไปสู่ชั้นหินที่ต้องการ อุปกรณ์พื้นฐานต่างๆ ที่ใช้ได้แก่ ก้านเจาะ หัวเจาะ ของไหลที่ใช้ในการเจาะ เป็นต้น โดยอุปกรณ์แต่ละประเภทที่นำมาใช้จะมีหน้าที่แตกต่างกันไปตามวัตถุประสงค์ในการใช้ สำหรับวิธีการเจาะแบบการเจาะปั่นจะมีระบบย่อยในการทำงานทั้งหมด 5 ระบบ ได้แก่

1. ระบบพลังงาน (power system)
2. ระบบห้อยหรือระบบรอก (hoisting system)
3. ระบบหมุนหัวเจาะ (rotating system)
4. ระบบหมุนเวียนของไหลในการเจาะ (circulation system)
5. ระบบควบคุมหลุมเจาะ (well control system)

การขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยนั้น เมื่อหลุมที่ทำการขุดเจาะได้ความลึกของแต่ละขนาดตามที่ต้องการแล้วจะทำการดึงอุปกรณ์การขุดเจาะออกเพื่อจะหย่อนท่อกรุ (casing) ตามขนาดของหลุมลงไปดังภาพที่ 1.2 หลังจากนั้นจะมีการปั๊มซีเมนต์ลงไปตามการออกแบบของขนาดหลุมและความลึก โดยที่ซีเมนต์จะทำหน้าที่เสริมความแข็งแรงระหว่างผนังหลุมกับท่อกรุ (casing) และป้องกันการไหลของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมดังภาพที่ 1.3 แล้วทำการติดตั้งอุปกรณ์ที่เหลือเพื่อส่งมอบหลุมผลิตปิโตรเลียมที่เสร็จสมบูรณ์ให้แผนกผลิตต่อไป

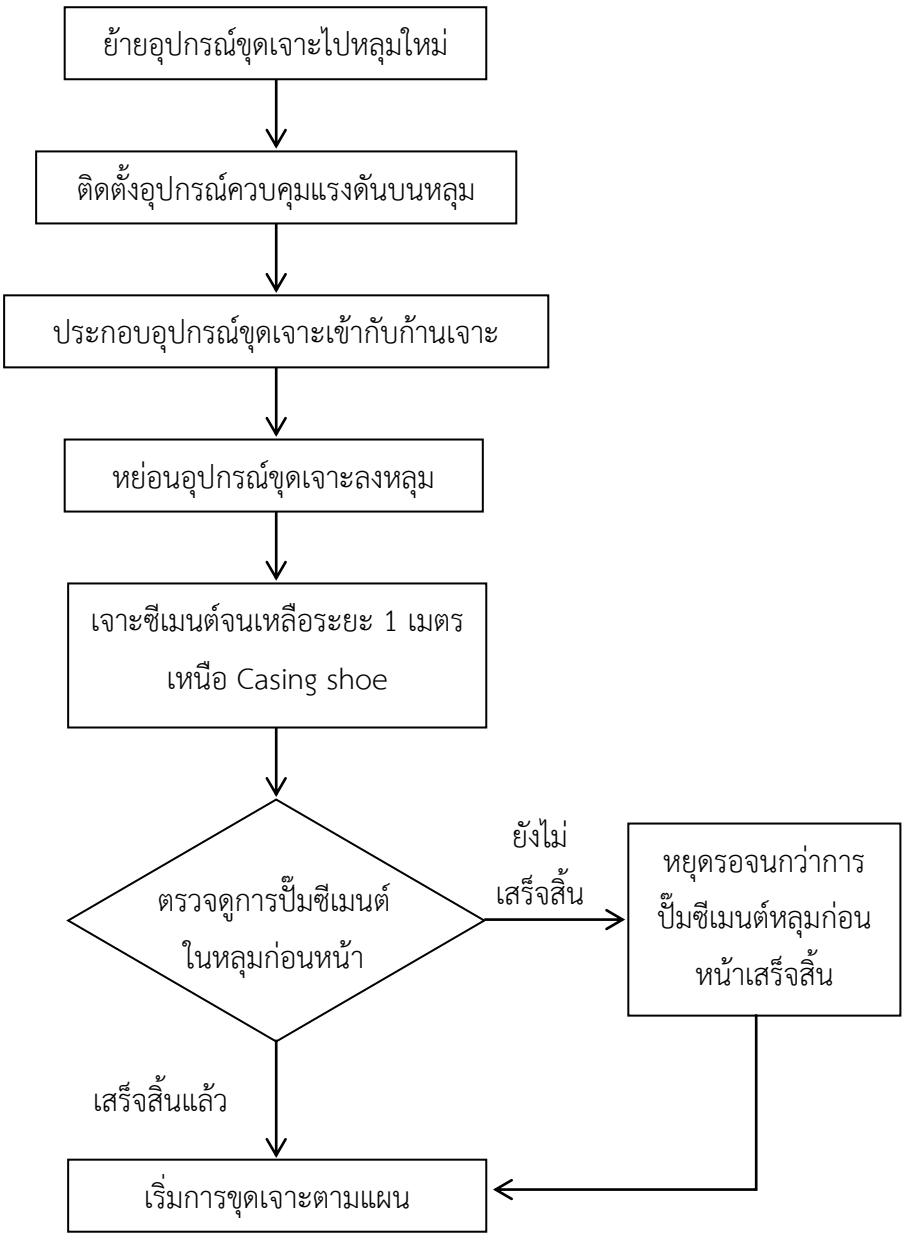


ภาพที่ 1.2 การใส่ท่อกรุ (casing) ตามขนาดของหลุม



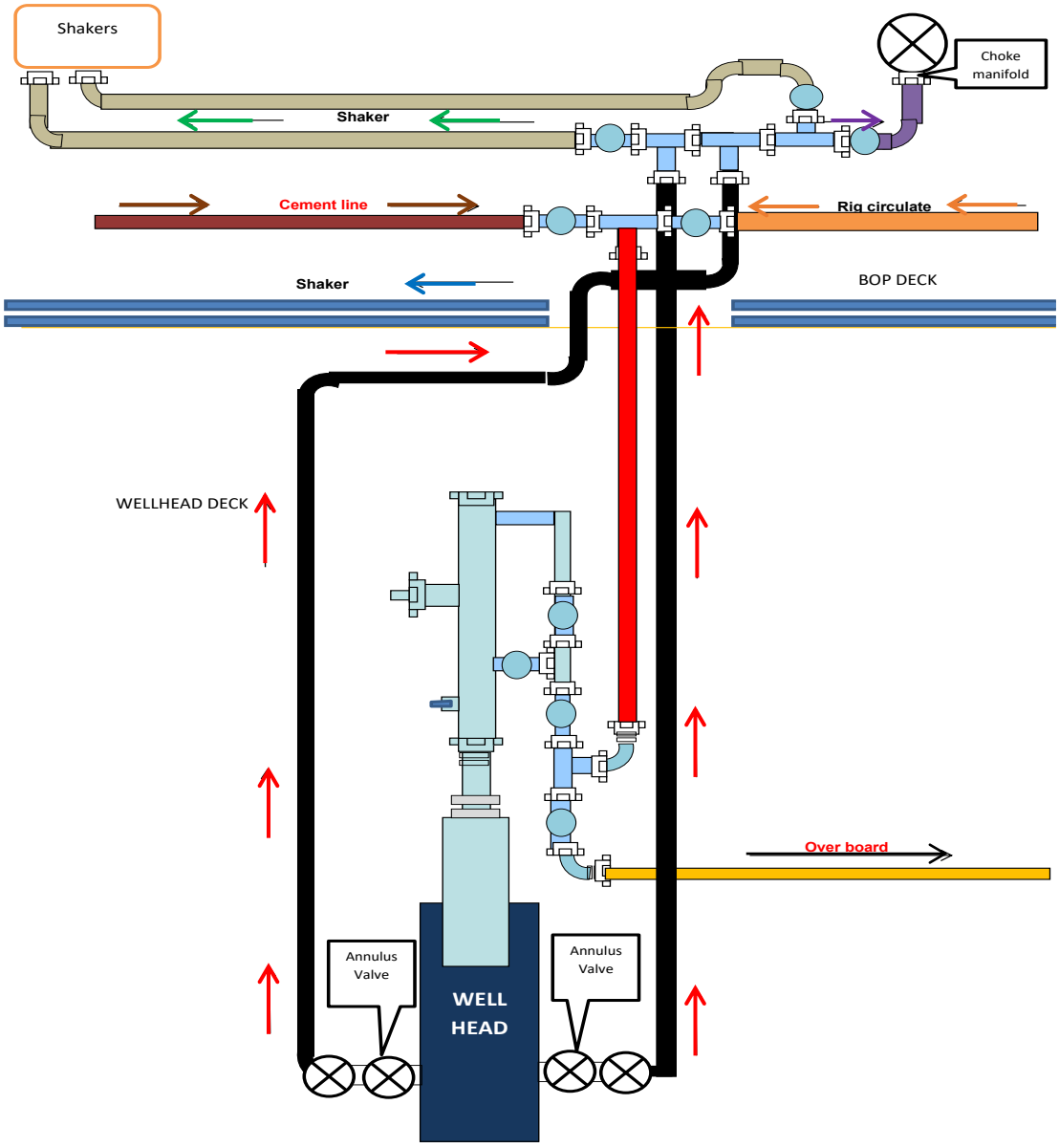
ภาพที่ 1.3 การเปรียบเทียบการปั๊มซีเมนต์ทั้งก่อนและหลัง

ในทางปฏิบัติก่อนทำการปั๊มซีเมนต์ต้องมีการหมุนเวียนน้ำโคลนที่ใช้แล้วในหลุมแทนที่ด้วยน้ำโคลนใหม่ เพื่อนำเศษดินและตะกอนสารเคมีระหว่างผนังหลุมผลิตที่พร้อมทำซีเมนต์กลับมายังแหล่งเก็บน้ำโคลนบนเทนเดอร์บาร์จผ่านทางท่อลำเลียงน้ำโคลนขนาด 12 นิ้ว โดยดำเนินการตามแผนการดำเนินงานเพื่อเจาะขนาดหลุมผลิตใหม่ ดังภาพที่ 1.4



ภาพที่ 1.4 แผนการดำเนินงานเพื่อเจาะขนาดหลุมผลิตใหม่

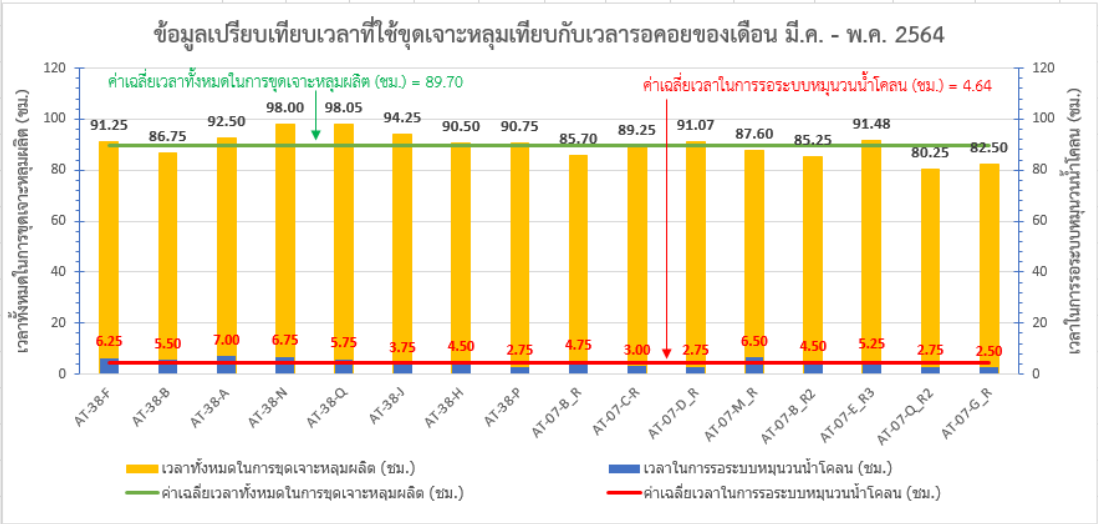
ดังนั้นเพื่อป้องกันการปนเปื้อนกันของน้ำโคลนที่มีน้ำหนักและส่วนประกอบที่แตกต่างกันในหลุมที่พร้อมเจาะใหม่ต้องมีการอาศัยการหมุนเวียนน้ำโคลนดังภาพที่ 1.5 หลุมที่พร้อมเจาะใหม่ต้องรอให้การทำซีเมนต์ของหลุมก่อนหน้าเสร็จสิ้นเรียบร้อยก่อน จึงทำให้มีเวลาในการรอคอยเกิดขึ้น ส่งผลให้เกิดความสูญเสียทั้งด้านต้นทุนค่าใช้จ่ายและค่าเสียโอกาสในการส่งมอบหลุมผลิต ซึ่งเวลาสูญเปล่าในการรอคอยคิดเป็นประมาณ 5% ของเวลารวมทั้งหมดที่ใช้ในการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมจนถึงพร้อมส่งมอบแต่ละหลุม โดยเวลาที่ใช้ในการรอเฉลี่ย 5% สามารถคิดเป็นค่าใช้จ่ายที่สูญเสียไปประมาณ 29,000 USD ต่อหลุม จากข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะ ดังตารางที่ 1.1 และข้อมูลเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ขุดเจาะหลุมเทียบกับเวลารอคอยของเดือน มีนาคม – พฤษภาคม พ.ศ. 2564 จำนวน 16 หลุม ดังภาพที่ 1.6 พบว่าเวลาสูญเปล่าทั้งสิ้นคิดเป็น 82% ของเวลาเฉลี่ยต่อหลุมที่ใช้ขุดเจาะจนพร้อมส่งมอบหลุมผลิต เมื่อนำมาคิดเป็นค่าใช้จ่ายที่สูญเสียไปภายใน 1 ปี จะขุดเจาะหลุมได้ 55 หลุม เป็นจำนวน 1,595,000 USD หากสามารถกำจัดเวลาสูญเปล่าลงทั้งสิ้น 82% ได้ก็สามารถนำเวลาดังกล่าวนี้มาเจาะหลุมผลิตเพิ่มได้และกำจัดค่าใช้จ่ายสูญเปล่า จากสภาพปัญหาดังกล่าวจึงมีแนวคิดศึกษาวิธีการปรับปรุงประสิทธิภาพการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม



ภาพที่ 1.5 ระบบหมุนเวียนน้ำโคลนและการปั๊มซีเมนต์ของหลุมผลิตที่ทำการเจาะเสร็จสิ้นแล้ว

ตารางที่ 1.1 : ข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะของเดือน มีนาคม – พฤษภาคม พ.ศ. 2564

ชื่อหลุม	จำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะ	จำนวนชั่วโมงที่รอคอย	จำนวนชั่วโมงรวมทั้งหมด
AT-38-F	85.00	6.25	91.25
AT-38-B	81.25	5.50	86.75
AT-38-A	85.50	7.00	92.50
AT-38-N	91.25	6.75	98.00
AT-38-Q	92.30	5.75	98.05
AT-38-J	90.50	3.75	94.25
AT-38-H	86.00	4.50	90.50
AT-38-P	88.00	2.75	90.75
AT-07-B_R	80.95	4.75	85.70
AT-07-C-R	86.25	3.00	89.25
AT-07-D_R	88.32	2.75	91.07
AT-07-M_R	81.10	6.50	87.60
AT-07-B_R2	80.75	4.50	85.25
AT-07-E_R3	86.23	5.25	91.48
AT-07-Q_R2	77.50	2.75	80.25
AT-07-G_R	80.00	2.50	82.50
รวมทั้งหมด	**1,360.90**	**74.25**	**1,435.15**
ค่าเฉลี่ย	**85.06**	**4.64**	**89.70**



ภาพที่ 1.6 ข้อมูลเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ขุดเจาะหลุมเทียบกับเวลารอคอยของเดือน มีนาคม – พฤษภาคม พ.ศ. 2564

1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อลดเวลาสูญเปล่าในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.3.1 เพิ่มประสิทธิภาพการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ

1.3.2 นำผลการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงไปปรับใช้กับแท่นขุดเจาะลำอื่น ที่มีลักษณะการขุดเจาะที่คล้ายคลึงกัน

1.3.3 เพื่อปรับเปลี่ยนกระบวนการทำงาน ทำให้ไม่เกิดการรอคอยระบบหมุนเวียนน้ำโคลนของหลุมก่อนหน้า

1.3.4 ลดค่าใช้จ่ายของหลุมผลิตปิโตรเลียมแต่ละหลุมลง

1.4 ขอบเขตการวิจัย

1.4.1 ศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อลดเวลาสูญเปล่าในการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม

1.4.2 ศึกษาการจัดการหมุนเวียนน้ำโคลน (Mud Circulation System) โดยมุ่งเน้นไปยังการจัดการน้ำโคลนหมุนเวียนหลังจากขึ้นมาจากหลุมเจาะปิโตรเลี่ยมบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ (Tender Barge)

1.4.3 มุ่งเน้นปรับปรุงกระบวนการทำงานใหม่หรือปรับปรุงอุปกรณ์ในการทำให้กระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมมีประสิทธิภาพ

บทที่ 2

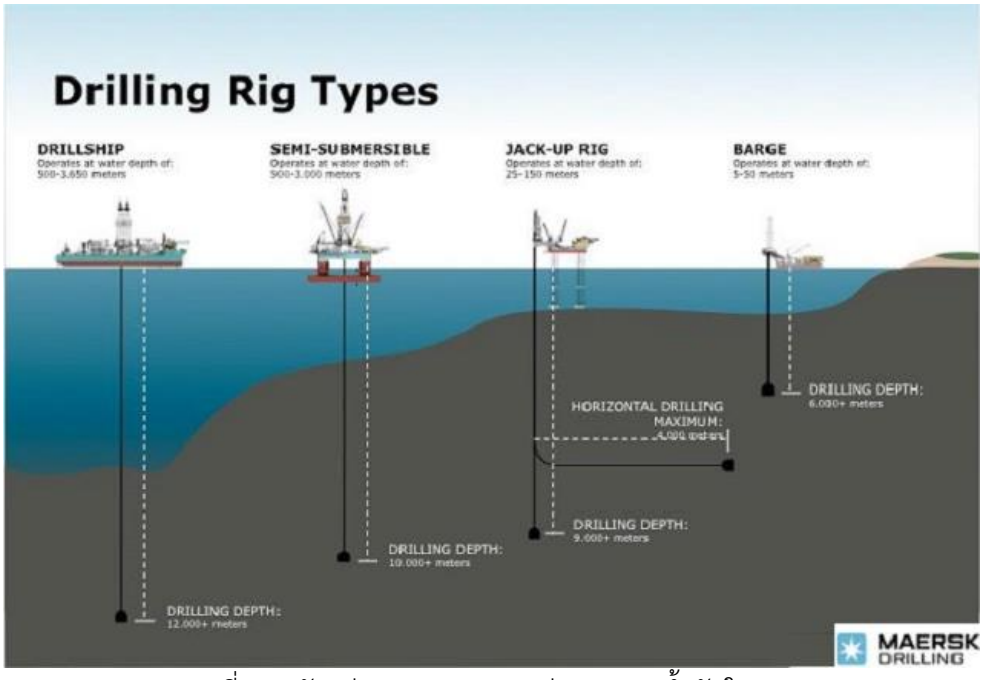
แนวคิด ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาครั้งนี้จะกล่าวถึงแนวคิดหรือทฤษฎี ซึ่งนำมาใช้เป็นข้อมูลอ้างอิงและเป็นแนวทางในการแก้ไขปัญหาเพื่อลดเวลาสูญเปล่าในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม โดยแนวคิดหรือทฤษฎีที่นำมาใช้ รวมถึงงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง มีดังนี้

2.1 อุปกรณ์สำหรับการขุดเจาะและการหมุนเวียนของน้ำโคลนในหลุม

อุปกรณ์สำหรับการขุดเจาะที่จำเป็น มีดังนี้

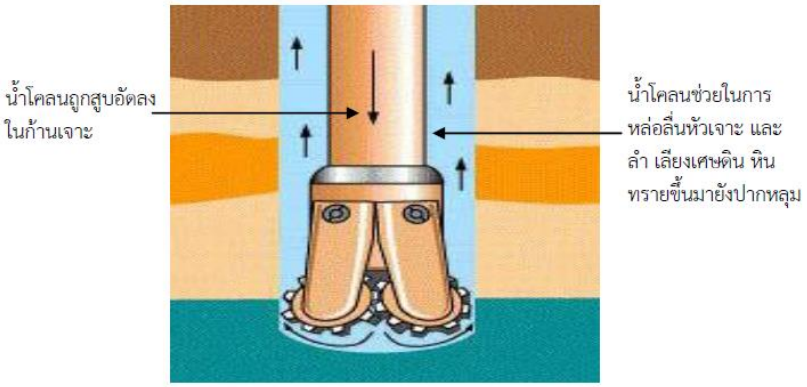
แท่นขุดเจาะ : ถือเป็นอุปกรณ์สำคัญลำดับต้นๆ ที่จะต้องใช้ในการขุดเจาะบ่อน้ำมันเลยก็ว่าได้ ซึ่งการขุดเจาะแต่ละพื้นที่ก็จะมีการเลือกใช้ลักษณะของแท่นขุดเจาะที่แตกต่างกันออกไป โดยมีการแบ่งประเภทออกตามพื้นที่ที่ใช้ในการขุดเจาะ อาทิ แท่นขุดเจาะบนบก, แท่นขุดเจาะน้ำตื้น, แท่นขุดเจาะแบบยกขาตั้ง, แท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์, แท่นขุดเจาะแบบลอยตัวกึ่งจม และเรือขุดเจาะน้ำลึก ดังภาพที่ 2.1



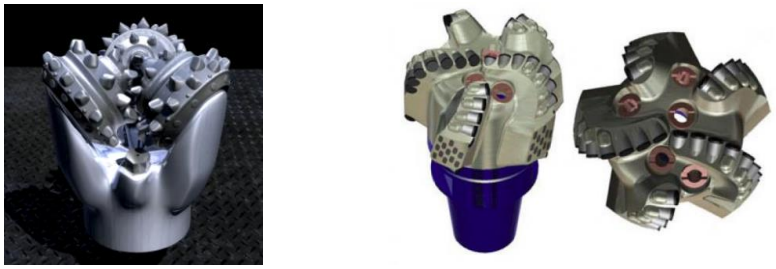
ภาพที่ 2.1 ตัวอย่างประเภทของแท่นขุดเจาะน้ำมันในทะเล

(แหล่งที่มา : http://www.9engineer.com/index.php?m=article&a=print&article_id=2135)

เครื่องขุดเจาะ (drill string) : จะทำหน้าที่เจาะและขุดลงไปใต้พื้นดิน ซึ่งมีลักษณะการทำงานเหมือนกับการเจาะด้วยสว่านดังภาพที่ 2.2 โดยมีอุปกรณ์ขุดเจาะที่มีลักษณะเป็นสว่านหมุน ประกอบไปด้วย หัวเจาะ ทำด้วยโลหะแข็ง ฟันคม เวลาเจอแรงหมุนกับแรงกดที่มหาศาลฟันคมจะตัดทะลุทะลวงหิน ดิน จนกลายเป็นเศษ ดังภาพที่ 2.3 ก้านเจาะ จะเป็นท่อนตรงยาวท่อนละ 10 เมตร เป็นอุปกรณ์ที่ช่วยในการเจาะให้ลึกลงไปด้วยเช่นเดียวกัน เป็นการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ทั้ง 2 อย่างนี้ ดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.2 หัวเจาะ และก้านเจาะปิโตรเลียม (แหล่งที่มา : http://www.vcharkarn.com)



(1) (2)

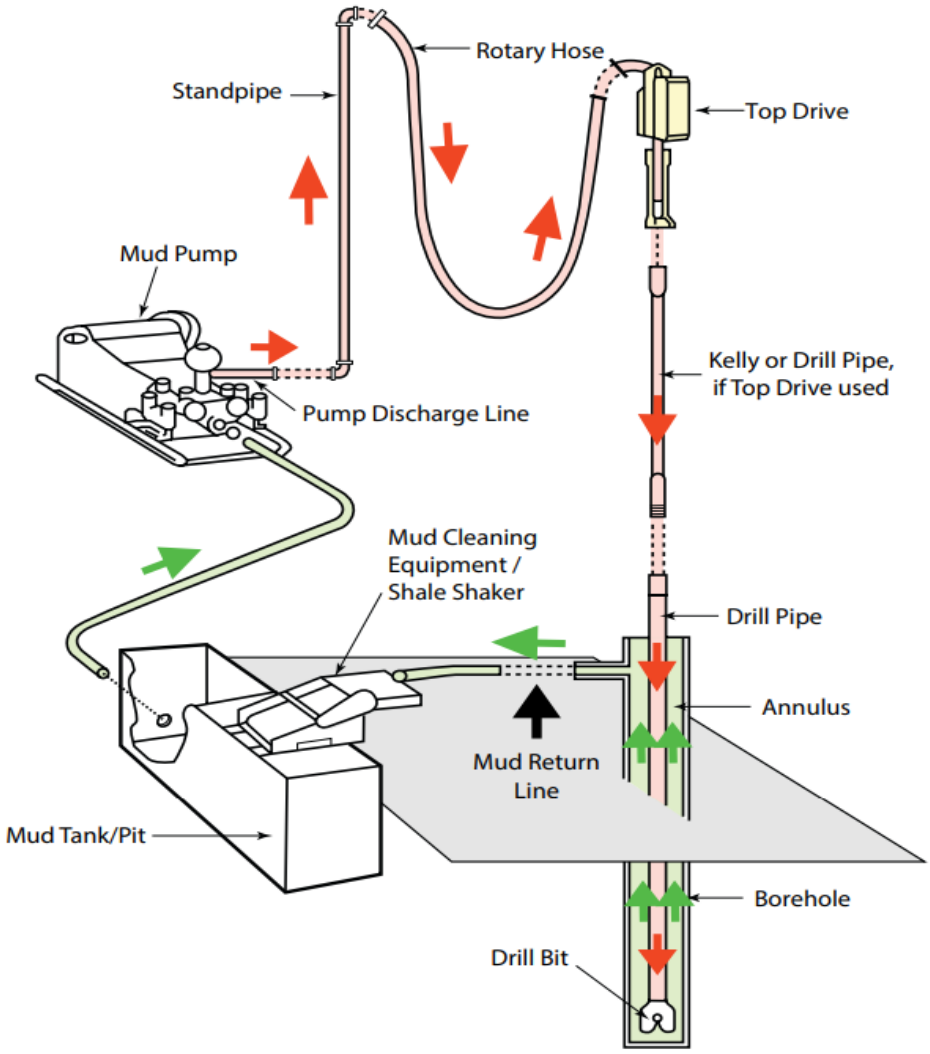
ภาพที่ 2.3 หัวเจาะแบบใบมีดตัวเจาะหมุนได้ (roller cone bit) (1) และแบบใบมีดตัวเจาะหมุนไม่ได้หรือหัวเจาะเพชรเทียม (fixed-cutter bit) (2)
(แหล่งที่มา : https://www.geothai.net/petroleum-drilling2/)

ภาพที่ 2.4 ก้านเจาะ (แหล่งที่มา : https://www.geothai.net/petroleum-drilling2/)

น้ำโคลน : เป็นสารผสมพิเศษของโคลนผง นำมาผสมกันจนได้ความหนืดตามที่ต้องการแล้วจะถูกสูบอัดลงไปในก้านเจาะทำหน้าที่คล้ายตัวหล่อลื่นให้การขุดเจาะเป็นไปได้ง่ายมากขึ้นกว่าเดิม ซึ่งถือว่าเป็นสิ่งที่สำคัญไม่แพ้กันในการช่วยให้การขุดเจาะเป็นเรื่องที่ง่ายขึ้นกว่าเดิม หากไม่มีน้ำโคลนนี้บางทีก้านขุดเจาะอาจจะหักได้ด้วยเหมือนกันจากความแข็งของดิน หิน

การหมุนเวียนของน้ำโคลนในหลุมเจาะ

ลักษณะการหมุนเวียนของน้ำโคลนในหลุมเจาะ จะเริ่มจากการที่น้ำโคลนเริ่มเคลื่อนที่บริเวณของเครื่องปั๊ม เข้าสู่หลุมเจาะโดยผ่านด้านในของก้านเจาะออกสู่หัวเจาะบริเวณรูที่อยู่ที่หัวเจาะ (Nozzle) จากนั้นน้ำโคลนที่เคลื่อนที่ออกจากรูที่หัวเจาะจะเคลื่อนขึ้นสู่พื้นผิวผ่านบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังหลุม (annulus) โดยระหว่างการเคลื่อนที่จะนำพาเศษหินจากก้นหลุมขึ้นสู่พื้นผิวด้วย ดังภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 ระบบการหมุนเวียนน้ำโคลนในหลุมขุดเจาะปิโตรเลียม

2.2 ประเภทของแท่นขุดเจาะปิโตรเลียม

ริก (rig) หรือแท่นขุดเจาะปิโตรเลียม สามารถแยกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ ตามสภาพการนำไปใช้งาน ได้แก่ แท่นบกหรือที่นิยมเรียกว่าแลนด์ริก (land rig) ดังภาพที่ 2.6 และแท่นเจาะปิโตรเลียมนอกชายฝั่งหรือที่เรียกว่าออฟชอร์ริก (offshore rig) ดังภาพ 12 – 15 แลนด์ริกจะเห็นอยู่ตามแหล่งปิโตรเลียมต่างๆ บนบก สำหรับในประเทศไทยสามารถพบได้ตามแหล่งปิโตรเลียมในจังหวัดกำแพงเพชร พิษณุโลก สุพรรณบุรี ขอนแก่น เพชรบูรณ์ ฯลฯ

ภาพที่ 2.6 แท่นบกหรือแลนด์ริก (land rig)

(แหล่งที่มา:http://www.9engineer.com/index.php?m=article&a=print&article_id=2135)

ในส่วนของออฟชอร์ริกในประเทศไทยจะพบอยู่นอกชายฝั่งหรือในทะเล ส่วนในต่างประเทศบางประเทศอาจจะพบตามน่านน้ำได้ ซึ่งออฟชอร์ริกมีหลายประเภท มีข้อดีข้อเสียแตกต่างกัน ตามรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.2.1 เทนเดอร์บาร์จ (tender barge) หรือ เทนเดอร์ริก (tender rig)

แท่นแบบนี้จะออกแบบเหมือนแพบรรทุก ซึ่งบรรทุกแท่นขุดเจาะไปประกอบและติดตั้งที่แพลทฟอร์มต่างๆ เมื่อเจาะเสร็จแล้วก็แยกแท่นออกเป็นส่วนย่อยและบรรทุกไว้บนเทนเดอร์เพื่อเคลื่อนย้ายไปยังสถานที่ที่ต้องการเจาะลำดับถัดไป การยึดอยู่กับที่ของเทนเดอร์บาร์จจะใช้สมอเป็นตัวยึด ปกติจะใช้สมอ 8 ตัว ดังภาพที่ 2.7

ภาพที่ 2.7 แท่นเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ (tender barge)

(แหล่งที่มา: https://www.upstreamonline.com/online/)

2.2.2 แจคอัพริก (jack up rig)

เป็นแท่นที่มีโครงสร้างของฐานหรือขา โดยส่วนใหญ่มี 3 ขา เมื่อหย่งขาริกลงถึงก้นทะเล ส่วนฐานหรือลำตัวก็เคลื่อนปรับขึ้นลงและจะลอยสูงเหนือผิวน้ำได้ เมื่อจะต้องทำการย้ายก็จะเอาตัวฐานลงที่ระดับผิวน้ำและหดขาทั้ง 3 ขึ้น ดังภาพที่ 2.8

ภาพที่ 2.8 แท่นเจาะแบบแจคอัพ (jack up rig)

(แหล่งที่มา:https://www.bearing-news.com/rack-and-pinion-jacking-system-bearings-on-jack-up-rigs)

2.2.3 เซมิ-ซับเมอร์สิเบิลริก (semi-submersible rig)

เป็นแท่นที่ถูกออกแบบมาให้ลอยน้ำได้ โครงสร้างจะอยู่บนเสาเรือขนาดใหญ่เรียกว่าคอลัมน์ และทุ่นท้องแบนขนาดใหญ่เป็นตัวรองรับน้ำหนักอยู่ด้านล่างใต้น้ำ และจมอยู่ในระดับความลึกที่กำหนด การยึดของแท่นขุดเจาะประเภทนี้จะใช้การทิ้งสมอขนาดใหญ่ลงสู่ก้นทะเลเพื่อทำหน้าที่ยึดและรักษาตำแหน่งของแท่นเอาไว้ หากเป็นแท่นสมัยใหม่อาจจะมีการติดตั้งใบพัดเรือขนาดใหญ่ที่ใช้มอเตอร์ไฟฟ้ามาช่วยในการทรงตัวและรักษาตำแหน่ง ดังภาพที่ 2.9

ภาพที่ 2.9 แท่นขุดเจาะแบบเซมิ-ซับเมอร์สิเบิล (semi-submersible rig)

(แหล่งที่มา: https://www.noia.org/noia-member-spotlight/transocean/)

2.2.4 เรือขุดเจาะน้ำมัน (drillship)

เป็นเรือที่ติดตั้งเครื่องมือและอุปกรณ์ขุดเจาะน้ำมัน เหมาะสำหรับการขุดเจาะที่มีน้ำลึกมาก (40,000 ฟุต หรือ 12,120 เมตร) และต้องการเคลื่อนย้ายตำแหน่งบ่อยๆ เนื่องจากสามารถเคลื่อนย้ายไปยังตำแหน่งอื่นๆ ได้เองโดยไม่ต้องอาศัยการลากจูงเหมือนแท่นประเภทอื่นๆ การรักษาตำแหน่งของเรือขุดเจาะน้ำมันใช้วิธีเดียวกับเซมิ-ซับเมอร์สิเบิลริกที่ได้กล่าวมาแล้ว ดังภาพที่ 2.10

ภาพที่ 2.10 เรือขุดเจาะน้ำมัน (drillship)

(แหล่งที่มา:https://www.marinelink.com/news/drillship-tungsten363513)

2.3 แผนผังก้างปลา หรือเรียกเป็นทางการว่า แผนผังสาเหตุและผล (Cause and Effect Diagram)

แผนผังสาเหตุและผลเป็นแผนผังที่แสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างปัญหา (problem) กับสาเหตุทั้งหมดที่เป็นไปได้ที่อาจก่อให้เกิดปัญหานั้น (possible Cause) เราอาจคุ้นเคยกับแผนผังสาเหตุและผล ในชื่อของ "ผังก้างปลา (Fish bone diagram) " เนื่องจากหน้าตาแผนภูมิมีลักษณะคล้ายปลาที่เหลือแต่ก้าง หรือหลายๆ คนอาจรู้จักในชื่อของ แผนผังอิชิกาว่า (Ishikawa Diagram) ซึ่งได้รับการพัฒนาครั้งแรกเมื่อปี ค.ศ. 1943 โดย ศาสตราจารย์คาโอรุ อิชิกาว่า แห่งมหาวิทยาลัยโตเกียว

สำนักงานมาตรฐานอุตสาหกรรมแห่งญี่ปุ่น (JIS) ได้นิยามความหมายของผังก้างปลานี้ว่า "เป็นแผนผังที่ใช้แสดงความสัมพันธ์อย่างเป็นระบบระหว่างสาเหตุหลายๆ สาเหตุที่เป็นไปได้ที่ส่งผลกระทบให้เกิดปัญหาหนึ่งปัญหา"

การใช้แผนผังสาเหตุและผล

1. เมื่อต้องการค้นหาสาเหตุแห่งปัญหา

2. เมื่อต้องการทำการศึกษา ทำความเข้าใจ หรือทำความรู้จักกับกระบวนการอื่น ๆ เพราะว่าโดยส่วนใหญ่พนักงานจะรู้ปัญหาเฉพาะในพื้นที่ของตนเท่านั้น แต่เมื่อมีการ ทำผังก้างปลาแล้ว จะทำให้เราสามารถรู้กระบวนการของแผนกอื่นได้ง่ายขึ้น

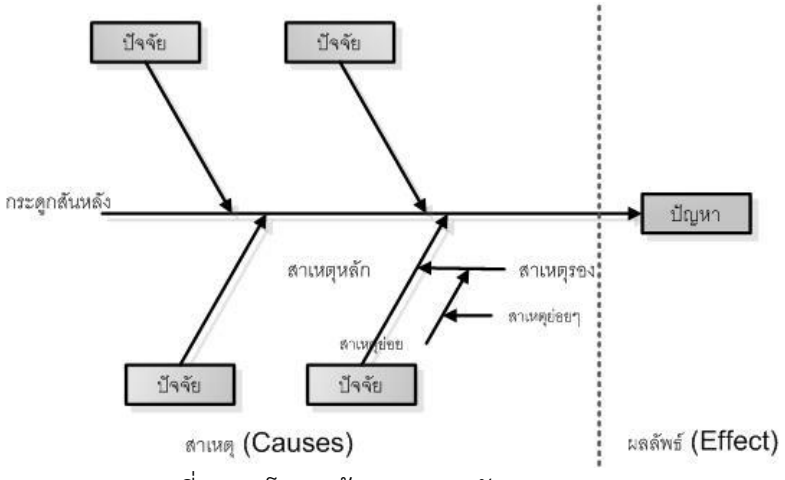
3. เมื่อต้องการให้เป็นแนวทางในการระดมสมอง ซึ่งจะช่วยให้ทุกๆ คนให้ความสนใจในปัญหาของกลุ่มซึ่งแสดงไว้ที่หัวปลา

วิธีการสร้างแผนผังสาเหตุและผลหรือผังก้างปลา

สิ่งสำคัญในการสร้างแผนผัง คือ ทำเป็นทีม เป็นกลุ่ม โดยใช้ขั้นตอน 6 ขั้นตอน ดังต่อไปนี้

1. กำหนดประโยคปัญหาที่หัวปลา
2. กำหนดกลุ่มปัจจัยที่จะทำให้เกิดปัญหานั้นๆ
3. ระดมสมองเพื่อหาสาเหตุในแต่ละปัจจัย
4. หาสาเหตุหลักของปัญหา
5. จัดลำดับความสำคัญของสาเหตุ
6. ใช้แนวทางการปรับปรุงที่จำเป็น

โครงสร้างของแผนผังสาเหตุและผล ดังภาพที่ 2.11



ภาพที่ 2.11 โครงสร้างของแผนผังสาเหตุและผล

ผังก้างปลาประกอบด้วยส่วนต่างๆ ดังต่อไปนี้

ส่วนปัญหาหรือผลลัพธ์ (problem or effect) ซึ่งจะแสดงอยู่ที่หัวปลา

ส่วนสาเหตุ (causes) จะสามารถแยกย่อยออกได้อีกเป็น

- ปัจจัย (factors) ที่ส่งผลกระทบต่อปัญหา (หัวปลา)
- สาเหตุหลัก

o สาเหตุย่อย

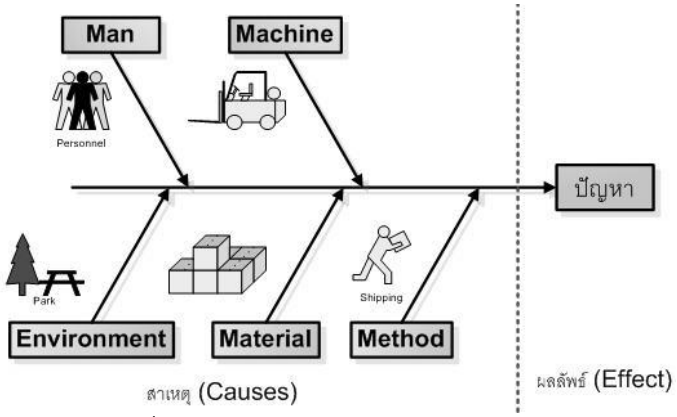
ซึ่งสาเหตุของปัญหา จะเขียนไว้ในก้างปลาแต่ละก้าง ก้างย่อยเป็นสาเหตุของก้างรอง และก้างรองเป็นสาเหตุของก้างหลัก เป็นต้น

การกำหนดปัจจัยบนก้างปลา

เราสามารถที่จะกำหนดกลุ่มปัจจัยอะไรก็ได้ แต่ต้องมั่นใจว่ากลุ่มที่เรากำหนดไว้เป็นปัจจัยนั้นสามารถที่จะช่วยให้เราแยกแยะและกำหนดสาเหตุต่างๆ ได้อย่างเป็นระบบ และเป็นเหตุเป็นผล

โดยส่วนมากมักจะใช้หลักการ 4M1E ดังภาพที่ 2.12 เป็นกลุ่มปัจจัย (factors) เพื่อจะนำไปสู่การแยกแยะสาเหตุต่างๆ ซึ่ง 4M1E นี้มาจาก

- M Man คนงาน หรือพนักงาน หรือบุคลากร
- M Machine เครื่องจักรหรืออุปกรณ์อำนวยความสะดวก
- M Material วัตถุดิบหรืออะไหล่ อุปกรณ์อื่นๆ ที่ใช้ในกระบวนการ
- M Method กระบวนการทำงาน
- E Environment อากาศ สถานที่ ความสว่าง และบรรยากาศการทำงาน



ภาพที่ 2.12 แผนผังหลักการ 4M 1E

แต่ไม่ได้หมายความว่า การกำหนดก้างปลาจะต้องใช้ 4M1E เสมอไป เพราะหากเราไม่ได้อยู่ในกระบวนการผลิตแล้ว ปัจจัยนำเข้า (input) ในกระบวนการก็จะเปลี่ยนไป เช่น ปัจจัยการนำเข้าเป็น 4P ได้แก่ Place , Procedure, People และ Policy หรือเป็น 4S ได้แก่ Surrounding, Supplier, System และ Skill ก็ได้ หรืออาจจะเป็น MILK ได้แก่ Management, Information, Leadership, Knowledge ก็ได้ นอกจากนั้น หากกลุ่มที่ใช้ก้างปลามีประสบการณ์ในปัญหาที่เกิดขึ้นอยู่แล้ว ก็สามารถที่จะกำหนดกลุ่ม ปัจจัยใหม่ให้เหมาะสมกับปัญหาตั้งแต่แรกเลยก็ได้ เช่นกัน

การกำหนดหัวข้อปัญหาที่หัวปลา

การกำหนดหัวข้อปัญหาควรกำหนดให้ชัดเจนและมีความเป็นไปได้ ซึ่งหากเรากำหนดประโยคปัญหานี้ไม่ชัดเจนตั้งแต่แรกแล้ว จะทำให้เราใช้เวลามากในการค้นหา สาเหตุ และจะใช้เวลานานในการทำผังก้างปลา การกำหนดปัญหาที่หัวปลา เช่น อัตราของเสีย อัตราชั่วโมงการทำงานของคนที่ไม่มีประสิทธิภาพ อัตราการเกิดอุบัติเหตุ หรืออัตราต้นทุนต่อสินค้าหนึ่งชิ้น เป็นต้น ซึ่งจะเห็นได้ว่า ควรกำหนดหัวข้อปัญหาในเชิงลบ เทคนิคการระดมความคิดเพื่อจะได้ก้างปลาที่ละเอียดสวยงาม คือ การถาม ทำไม ทำไม ทำไม ในการเขียนแต่ละก้างย่อยๆ

2.4 การบริหารความเสี่ยง (Risk management)

การบริหารความเสี่ยง (risk management) หมายถึง โอกาสที่จะเกิดความผิดพลาด ความเสียหาย การรั่วไหล ความสูญเปล่า หรือเหตุการณ์ที่ไม่พึงประสงค์ที่ทำให้งานไม่ประสบความสำเร็จตามวัตถุประสงค์และเป้าหมายที่กำหนด หรือ ความเสี่ยง คือ ความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นและมีผลต่อการบรรลุเป้าหมายหรือวัตถุประสงค์ที่ตั้งใจไว้ ความเสี่ยงนี้จะถูกวัดด้วยผลกระทบที่ได้รับและความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ หรือ “โอกาสหรือเหตุการณ์ที่ไม่พึงประสงค์ที่จะทำให้เราไม่บรรลุวัตถุประสงค์” ภาษาง่ายๆ “ความเสี่ยง คือ สิ่งต่างๆ ที่อาจกีดกันองค์กรจากการบรรลุวัตถุประสงค์/เป้าหมาย ความเสี่ยงทำให้เราไม่บรรลุวัตถุประสงค์”

วัตถุประสงค์ที่จะทำเป็นประจำเรียกว่า “operational risk” ทางด้านยุทธศาสตร์ (strategy) ทางด้านการแข่งขัน (competitive) โดยเรามีขั้นตอนการบริหารความเสี่ยงอย่างง่าย 5 ข้อ ได้แก่

1. การกำหนดวัตถุประสงค์ (objective establishment)
2. การระบุความเสี่ยง (risk identification)
3. การประเมินความเสี่ยง (risk assessment)
4. การสร้างแผนจัดการ (risk management planning)
5. การติดตามสอบทาน (monitoring & review)

ประโยชน์จากการบริหารความเสี่ยง (risk management)

1. เป็นการสร้างฐานข้อมูลความรู้ที่มีประโยชน์ต่อการบริหารและการปฏิบัติงานในองค์กร การบริหารความเสี่ยงจะเป็นแหล่งข้อมูลสำหรับผู้บริหารในการตัดสินใจด้านต่าง ๆ เนื่องจากการบริหารความเสี่ยง เป็นการดำเนินการซึ่งตั้งอยู่บนสมมุติฐานในการตอบสนองต่อเป้าหมายและภารกิจหลักขององค์กร

2. ช่วยสะท้อนให้เห็นภาพรวมของความเสี่ยงต่าง ๆ ที่สำคัญได้ทั้งหมด การบริหารความเสี่ยงจะทำให้พนักงานภายในองค์กรมีความเข้าใจถึงเป้าหมายและภารกิจหลักขององค์กร และตระหนักถึงความเสี่ยงสำคัญที่ส่งผลกระทบในเชิงลบต่อองค์กรได้อย่างครบถ้วน ซึ่งครอบคลุมความเสี่ยงที่มีเหตุทั้งจากปัจจัยภายในองค์กร และจากปัจจัยภายนอกองค์กร

3. เป็นเครื่องมือสำคัญในการบริหารงาน การบริหารความเสี่ยงเป็นเครื่องมือที่ช่วยให้ผู้บริหารสามารถมั่นใจได้ว่าความเสี่ยงได้รับการจัดการอย่างเหมาะสมและทันเวลา รวมทั้งเป็นเครื่องมือที่สำคัญของผู้บริหารในการบริหารงาน และการตัดสินใจในด้านต่างๆ เช่น การวางแผน การกำหนดกลยุทธ์ การติดตามควบคุมและวัดผลการปฏิบัติงาน ซึ่งจะส่งผลให้การดำเนินงานเป็นไปตามเป้าหมายและสามารถสร้างมูลค่าเพิ่มให้แก่องค์กร

4. ช่วยให้การพัฒนาองค์กรเป็นไปในทิศทางเดียวกัน การบริหารความเสี่ยงทำให้ภาพแบบการตัดสินใจในการปฏิบัติงานขององค์กรมีการพัฒนาไปในทิศทางเดียวกัน เช่น การตัดสินใจโดยที่ผู้บริหารมีความเข้าใจในกลยุทธ์ วัตถุประสงค์ขององค์กร และระดับความเสี่ยงอย่างชัดเจน

5. ช่วยให้การพัฒนาการบริหารและจัดสรรทรัพยากรเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผล การจัดสรรทรัพยากรเป็นไปอย่างเหมาะสม โดยพิจารณาถึงระดับความเสี่ยงในแต่ละกิจกรรมและการเลือกใช้มาตรการในการบริหารความเสี่ยง

การประเมินความเสี่ยง (risk assessment) หมายถึง การวิเคราะห์และจัดลำดับความเสี่ยง โดยพิจารณาจากการประเมินจากโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง (likelihood) และความรุนแรงของผลกระทบจากเหตุการณ์ความเสี่ยง (impact) ต่อการบรรลุวัตถุประสงค์ของกระบวนการทำงานของหน่วยงานหรือขององค์กร

โอกาสที่จะเกิด (likelihood) หมายถึง ความถี่หรือโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ความเสี่ยง

ผลกระทบ (impact) หมายถึง ขนาดความรุนแรงของความเสียหายที่จะเกิดขึ้น หากเกิดเหตุการณ์ความเสี่ยง ประกอบด้วย 4 ขั้นตอน คือ

1. การกำหนดเกณฑ์การประเมินมาตรฐาน เป็นการกำหนดเกณฑ์ที่จะใช้ในการประเมินความเสี่ยงได้แก่ ระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง (likelihood) ระดับความรุนแรงของผลกระทบ (impact) และระดับของความเสี่ยง (degree of risk) โดยคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงของแต่ละหน่วยงานจะต้องกำหนดเกณฑ์ของหน่วยงาน เป็นเกณฑ์ในเชิงปริมาณและเชิงคุณภาพ 5 ระดับ

2. การประเมินโอกาสและผลกระทบของความเสี่ยง เป็นการนำความเสี่ยงและปัจจัยเสี่ยงแต่ละปัจจัยที่ระบุไว้ มาประเมินโอกาส (likelihood) ที่จะเกิดเหตุการณ์ความเสี่ยงต่าง ๆ และประเมินระดับความรุนแรงหรือมูลค่าความเสียหาย (impact) จากความเสี่ยง เพื่อให้เห็นถึงระดับ

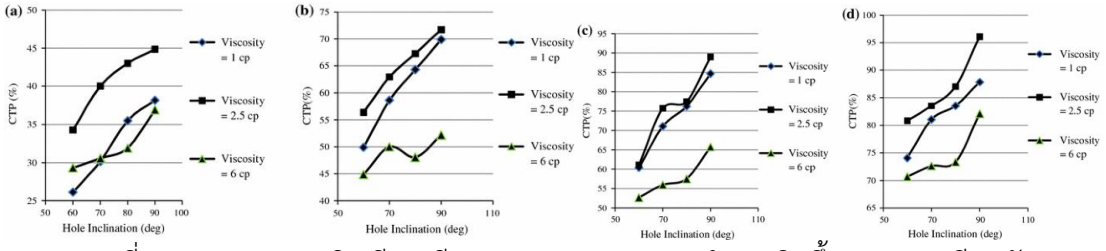
ของเสี่ยงที่แตกต่างกัน ทำให้สามารถกำหนดการควบคุมความเสี่ยงได้อย่างเหมาะสม ซึ่งจะช่วยให้หน่วยงานสามารถวางแผนและจัดสรรทรัพยากรได้อย่างถูกต้อง ภายใต้งบประมาณ กำลังคน หรือเวลาที่มีจำกัด

3. การวิเคราะห์ความเสี่ยง เมื่อหน่วยงานพิจารณาโอกาส / ความถี่ที่จะเกิดเหตุการณ์ (likelihood) และความรุนแรงของผลกระทบ (impact) ของแต่ละปัจจัยเสี่ยงแล้ว ให้นำผลที่ได้มาพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง และผลกระทบของความเสี่ยงต่อมหาวิทยาลัย / หน่วยงานว่า ก่อให้เกิดความเสี่ยงในระดับใด ตามตารางระดับความเสี่ยง ซึ่งจะทำให้หน่วยงานทราบว่า มีความ เสี่ยงใดเป็นความเสี่ยงสูงสุดที่จะต้องบริหารจัดการก่อน

4. การจัดลำดับความเสี่ยง เมื่อได้ค่าระดับความเสี่ยงแล้ว จะนำมาจัดลำดับความรุนแรงของความเสี่ยง ที่มีผลต่อมหาวิทยาลัย ฯ หรือคณะ/กอง เพื่อพิจารณากำหนดกิจกรรมการควบคุมในแต่ละสาเหตุของความเสี่ยงที่สำคัญให้เหมาะสม โดยพิจารณาจากระดับของความเสี่ยงที่เกิดจากความสัมพันธ์ระหว่างโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง และผลกระทบของความเสี่ยง ที่ประเมินได้ตามตารางการวิเคราะห์ความเสี่ยง ซึ่งจัดเรียงตามลำดับจากระดับสูงมาก สูง ปานกลาง น้อย และเลือกความเสี่ยงที่มีระดับสูงมาก และหรือสูง

2.5 ความหนืดของน้ำโคลน

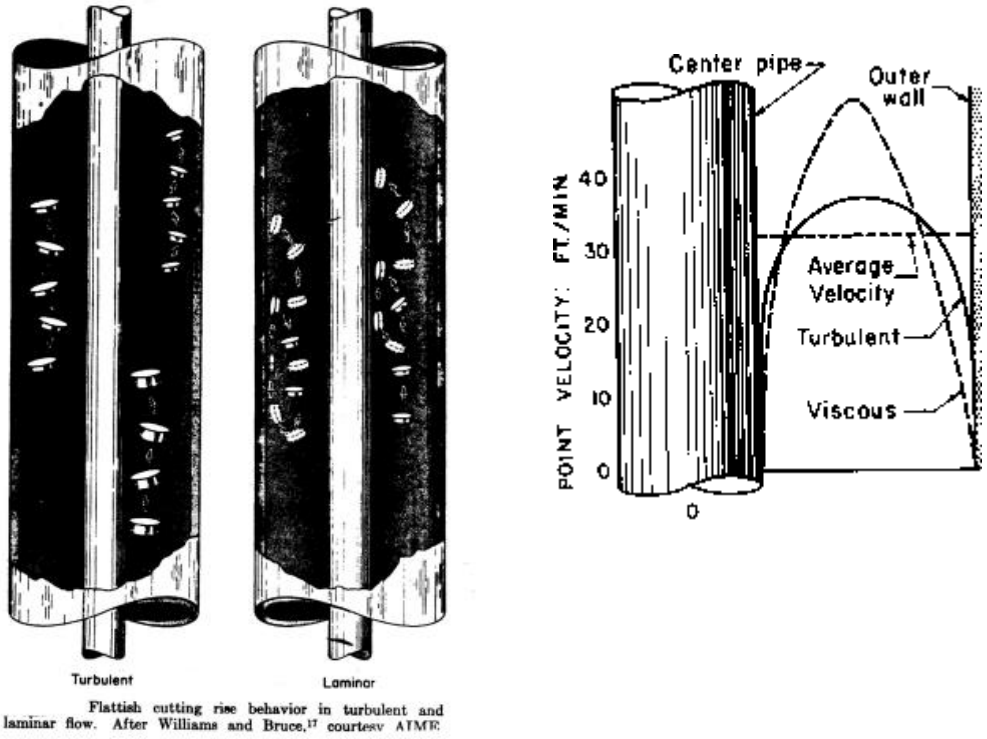
จะเห็นว่าเศษหินจะเข้าไปปะปนกับน้ำโคลน และถูกพยุงไม่ให้ตกลงไปตกตะกอนที่ก้นหลุม คุณสมบัติทางฟิสิกส์ของน้ำโคลนที่ทำหน้าที่นี้คือความหนืด หรือ viscosity ถ้าในหลุมมีเศษตัดมาก หรือระยะทางที่ต้องพาเศษหินขึ้นมาถึงปากหลุมยาว (หลุมลึก) ก็ต้องใช้น้ำโคลนที่หนืดมาก ใช้ปั๊มตัวใหญ่ ใช้พลังงานมากขึ้น และน้ำโคลนที่หนืดขึ้นก็จะราคาสูงขึ้นด้วย ดังภาพที่ 2.13



ภาพที่ 2.13 ภาพแผนภูมิเปรียบเทียบแสดงสมรรถนะการนำเศษหินขึ้นจากหลุมเทียบกับความลาดเอียงของหลุม ได้แก่ aV = 1.84 ft/s, b 2.21 ft/s, c2.58 ft/s และ d 3.31 ft/s, โดยใช้น้ำโคลนที่มีค่าความหนืดต่างกัน ได้แก่ 1, 2.5 และ 6 cp

(แหล่งที่มา: https://link.springer.com/article/10.1007/s13202-012-0031-0)

นอกจากนี้ ปัจจัยที่มีผลต่อการเคลื่อนที่ของตัวอย่างเศษหินจากก้นหลุมขึ้นมายังพื้นผิวมีอยู่อีกหลายปัจจัย ได้แก่ ความสามารถในการจับตัวเป็นเจลของน้ำโคลน (gel strength) รวมถึงความเร็วในการเคลื่อนที่ของน้ำโคลนบริเวณช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังของหลุมเจาะ (annulus) และในลักษณะการเคลื่อนที่ของตัวอย่างเศษหินจะมีความสัมพันธ์ของความเร็วในการเคลื่อนที่ดังภาพที่ 2.14



ภาพที่ 2.14 ลักษณะการไหลของตัวอย่างเศษหินในช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังหลุม
(แหล่งที่มา: https://www.netwasgroup.us/petroleum-engineering/t.html)

สมการที่ใช้ในการอธิบายลักษณะการเคลื่อนที่ของตัวอย่างเศษหินในน้ำโคลน ที่มีการเคลื่อนที่แบบราบเรียบ (laminar flow) ของตะกอนที่มีลักษณะเม็ดกลม (spherical particle) และตะกอนที่มีลักษณะเม็ดแบน (flat particle) ได้แก่สมการที่ 1 และ 2 ส่วนสมการที่ 3 และ 4 จะเป็นสมการที่ใช้ในการอธิบายลักษณะการเคลื่อนที่ของตัวอย่างเศษหินในน้ำโคลนที่มีการเคลื่อนที่แบบปั่นป่วน (turbulent flow) ของตะกอนที่มีลักษณะเม็ดกลม และตะกอนที่มีลักษณะเม็ดแบน ตามลำดับ โดยนำค่าที่ได้จากการคำนวณในสมการที่ 2 และ 4 มาใช้ในการคำนวณต่อไปในสมการที่ 5 โดยมีภาพแบบของสมการ ดังนี้

สมการ 1 (laminar flow - spherical particle)

$$V_{ls} = \frac{148 d_c^2 (\rho_s - \rho_m)}{\mu}$$

สมการ 2 (laminar flow - flat particle)

$$V_{ls} = \frac{57.5 d_c^2 (\rho_s - \rho_m)}{\mu}$$

สมการ 3 (turbulent flow - spherical particle)

$$V_c = 170 \sqrt{\frac{d_c (\rho_s - \rho_m)}{\rho_m}}$$

สมการ 4 (turbulent flow – flat particle)

$$V_c = 133 \sqrt{\frac{t_c}{d_c}} \sqrt{\frac{d_c (\rho_s - \rho_m)}{\rho_m}}$$

สมการ 5

$$V_{ts} = \frac{v_c}{1 + d_c / d_a}$$

นิยามของตัวแปรต่างๆ มีรายละเอียด ดังนี้

V_{ls} = maximum slip velocity of the cutting in laminar flow, ft/min

V_{ts} = turbulent slip velocity of the cutting, ft/min

V_c = uncorrected cutting slip velocity in turbulent flor, ft/min

d_c = cutting diameter, in.

$\rho_s - \rho_m$ = mud and cutting density, lb/gal

μ = mud Viscosity, cp

d_a = hydraulically equivalent diameter of annulus (hole diameter – pipe diameter), in

2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

เชษฎา ชุมกระโทก (2554) ทำการศึกษาประสิทธิภาพของน้ำโคลนในการนำพาตัวอย่างเศษหินออกจากหลุมเจาะ พุ่งเป้าการศึกษาไปที่ปัจจัยต่างๆ ที่ส่งผลต่อการนำเศษหินขึ้นจากเหลุมเจาะ และมีกระบวนการศึกษาวิจัยโดยการสร้างแบบจำลองเพื่อจำลองสภาพของหลุมสำหรับใช้ในการศึกษา จากนั้นทำการทดสอบแบบจำลองที่จัดทำขึ้น เพื่อศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการนำพาตะกอน โดยเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ผลการทดสอบพบว่า การนำพาตัวอย่างตะกอนในการทดสอบแบบจำลองที่จัดทำขึ้น มีปัจจัยที่เข้ามาควบคุมเวลาในการเคลื่อนที่ของตัวอย่างตะกอนหลายปัจจัยด้วยกัน ได้แก่ ขนาดของตะกอนตัวอย่าง ความดันในขณะนำพาตะกอน ขนาดของรูบนหัวเจาะ และความเร็วรอบในการหมุนจากการทดสอบ

Irawan & Kinif (2018) ศึกษาพัฒนาการของระบบการจัดการของเสียจากการขุดเจาะในหลุมขนาด 12-25 นิ้ว ในส่วนแรกได้พูดถึงสมรรถนะของรอบการหมุนเจาะ (rate of penetration : ROP) เทียบกับความสมดุลการหมุนเวียนน้ำโคลน (equivalent circulating density : ECD) และการดึงท่อขุดเจาะ ในส่วนที่สองพูดถึงประสิทธิภาพการจัดการส่วนประกอบน้ำโคลน ค่าความหนืดพลาสติก (plastic viscosity : PV) จุดคราก (yield point : YP) และของแข็งที่มีค่าแรงโน้มถ่วงต่ำ (low gravity solid : LGS) มีการทดสอบในหลุม 2 หลุม เพื่อเปรียบเทียบระบบการจัดการน้ำโคลนแบบเก่าและแบบใหม่ พบว่าที่รอบการหมุนเจาะที่ 12-25 นิ้ว ระบบการจัดการแบบใหม่มีการพัฒนาที่ดีขึ้น 20% อีกทั้งระบบการจัดการแบบใหม่นี้ยังลดการหมุนเวียนน้ำโคลนลงจาก 4.9% เหลือ 2.9%

อัฆพรรค์ วรรณโกมล (2556) ศึกษาและพัฒนาน้ำโคลนที่ใช้น้ำเป็นส่วนผสม โดยใช้น้ำยางพาราธรรมชาติเป็นสารเติมแต่ง ที่ความเข้มข้นร้อยละ 1, 3 และ 5 โดยมวลต่อปริมาตร ให้กับโคลนเบนโทไนต์ธรรมดา จากนั้นทำการทดสอบคุณสมบัติทางด้านวิทยากระแสของอของไหลนี้ที่อุณหภูมิ 30, 45, 60 และ 80 องศาเซลเซียส โดยใช้แบบจำลองบิงแฮมและเพาเวอร์ลอว์ทำการเปรียบเทียบ ผลการทดสอบพบว่าน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาตินั้นแสดงพฤติกรรมการไหลแบบซูโดพลาสติก ค่าความหนืดปรากฏว่า ค่าความหนืดพลาสติก จุดคราก และความแข็งแรงของเจลเพิ่มขึ้นเมื่อเพิ่มอัตราส่วนน้ำยางธรรมชาติในน้ำโคลน และค่าคุณสมบัติทางกระแสวิทยาเหล่านี้ก็เพิ่มขึ้นด้วยภายหลังจากน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาตินี้ถูกเพิ่มอุณหภูมิขึ้น ยกเว้นค่าความหนืดพลาสติกที่แสดงค่าลดลงเล็กน้อย ดังนั้นน้ำยางพาราธรรมชาติจึงเหมาะสมที่จะนำมาใช้เป็นสารเติมแต่งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพทางด้านกระแสวิทยาและคุณสมบัติทางด้านการป้องกันการสูญเสียน้ำในน้ำโคลนเจาะได้เป็นอย่างดี

บัณฑิตา ธีระกุลสถิตย์ (2560) ศึกษาและเปรียบเทียบประสิทธิภาพน้ำโคลนขุดเจาะผสมด้วยเบนโทไนต์จากประเทศไทย ประกอบด้วยลพบุรี สระบุรี และกาญจนบุรี กับเบนโทไนต์นำเข้าจากต่างประเทศ ประกอบด้วย สหรัฐอเมริกา อินโดนีเซีย อินเดีย และจีน ซึ่งได้ทดสอบคุณสมบัติทางกายภาพและทางเคมีของน้ำโคลนที่ผสมด้วยเบนโทไนต์ในแต่ละแห่ง โดยทำการทดสอบที่อุณหภูมิ 30 60 และ 90 องศาเซลเซียส จากผลการวิเคราะห์พบว่าน้ำโคลนขุดเจาะที่ผสมด้วยเบนโทไนต์ลพบุรี เหมาะสำหรับการนำมาใช้ในการป้องกันการสูญเสียน้ำได้ แต่เบนโทไนต์กาญจนบุรีและสระบุรี ไม่เหมาะแก่การนำไปใช้ในคุณสมบัตินี้ และยังพบว่าเบนโทไนต์ของประเทศไทยสามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายในการนำเข้าเบนโทไนต์จากต่างประเทศได้ โดยเฉพาะในสภาวะของหลุมไม่ลึกมาก

Wenjun, Shiaian, Fan, Weimin & Zhitao (2014) ศึกษาว่าหากในหลุมมีอุณหภูมิและความดันสูง (HTHP) จะมีผลอย่างไรต่อน้ำโคลนในการช่วยรักษาผนังหลุมเจาะ การนำพาเศษหินจากการขุดเจาะ การรักษาสภาพโครงสร้างที่ปลอดภัยของหลุม และค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น โดยทดลองในห้องวิทยาศาสตร์และพบว่าหากมีการเพิ่มเติมสารเคมีจะทำให้ได้น้ำโคลนที่ทนต่ออุณหภูมิที่สูงขึ้น ได้แก่ 4% Sodium bentonite + 2%HPS +4%SMP-I + 4%JSSJ + 4% SPNH + 4%JSJ-1 + 4% LQT + 1%JNJ +1%GBJ + 0.5%DDP ผลการทดลองพบว่าสูตรนี้ทำให้น้ำโคลนทนต่ออุณภูมิได้ดีที่ 240 องศาเซลเซียส และน้ำที่สูญเสียจากการที่อุณหภูมิหรือความดันสูงมีเพียงเล็กน้อย

Abduo, Dahab, Abuseda, Abdulaziz & Elhossieny (2015) เปรียบเทียบลักษณะของน้ำโคลนที่มีน้ำเป็นพื้นฐานกับน้ำโคลนที่มีน้ำมันเป็นพื้นฐาน ต่อการทนต่อหลุมที่มีความร้อนและแรงดันสูง และศึกษาเปรียบเทียบว่าน้ำโคลนที่มีพื้นฐานเป็นน้ำมันในแบบต่างๆ มีคุณสมบัติที่แตกต่างในการทนต่อแรงความร้อนและแรงดันสูงอย่างไร เพื่อเป็นการออกแนวทางในการใช้น้ำโคลนต่อไป ในการทดลองได้ใช้ความร้อนตั้งแต่ 120 – 500 องศาฟาเรนไฮต์ และแรงดันตั้งแต่ 14.7 – 25,000 psi จากผลการทดลองพบว่า น้ำโคลนที่มีน้ำเป็นพื้นฐานมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่า แต่ต้องมีการเพิ่มสารเติมแต่งเพื่อให้ทนทานต่อสภาพที่มีความร้อนและแรงดันสูง เพราะฉะนั้นจะต้องมีการออกแบบพัฒนาสูตรน้ำโคลนที่มีน้ำเป็นพื้นฐานที่มีคุณสมบัติเทียบเท่าน้ำโคลนที่มีน้ำมันเป็นพื้นฐาน และยังเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

Ismail, Alias, Sulaiman, Jaafar & Ismail (2017) ศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของน้ำโคลนประเภทต่างๆ ที่มีส่วนประกอบที่แตกต่างกัน โดยปกติแล้วน้ำโคลนที่มีพื้นฐานเป็นน้ำมันไม่อนุญาตให้ทิ้งลงทะเลได้ และเศษหินจากการขุดเจาะจะต้องทำการบำบัดก่อนที่จะทิ้ง แต่ในส่วนของน้ำโคลนที่มีพื้นฐานเป็นน้ำสามารถทิ้งได้ ส่วนน้ำโคลนสังเคราะห์เป็นสิ่งที่แนะนำให้ใช้เพราะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย วิธีการการจัดน้ำโคลนมีด้วยกัน 3 วิธี คือ การกำจัดนอกชายฝั่ง การกำจัดบนชายฝั่ง และการนำเศษหินหรือดินจากการเจาะนำกลับเข้าไปในหลุมเจาะ การจัดการนอกชายฝั่งนั้นมีข้อห้ามและข้อจำกัดหลายอย่างจึงทำได้ยากเมื่อเทียบกับการนำไปกำจัดบนฝั่ง การนำเศษ

ที่ได้จากการเจาะกลับลงไปในหลุมเป็นวิธีที่ดีเหมือนกันแต่มีข้อกำจัดของโครงสร้างของดินในหลุม จึงไม่สามารถทำได้กับทุกหลุม

Kelessidis et. al. (2005) ได้ทำการศึกษาถึงตัวแปรด้านการเปลี่ยนแปลงของความดัน (pressure drop) ลักษณะความเร็วของของไหล (velocity profiles) และอัตราการเจาะที่เกิดขึ้นระหว่างการเจาะ ที่ส่งผลต่อการไหลของน้ำโคลนในแบบจำลองการไหลของ Herscel-Bulkey ซึ่งจากผลการวิจัยดังกล่าวแสดงให้เห็นว่า ตัวแปรที่ส่งผลต่อการไหลของน้ำโคลนในแบบจำลองการไหลของ Herscel-Bulkey ได้แก่ ความแตกต่างของความดันระหว่างการไหล (pressure drop) ความหนืดของของไหลที่ใช้ในการเจาะและอัตราการเจาะที่เกิดขึ้นระหว่างการเจาะ แต่สำหรับความเร็วของการไหลของน้ำโคลนที่ไหลในก้านเจาะและในหลุมเจาะระหว่างก้านเจาะ จะส่งผลกระทบต่อลักษณะการไหลในแบบจำลองการไหลของ Herscel-Bulkey เล็กน้อย

Vikas Mahta and V.P. Sharma (2003) ได้ทำการศึกษาวิจัยเกี่ยวกับคุณสมบัติของน้ำโคลนของน้ำโคลนที่จัดอยู่ในประเภทใช้พื้นฐานของเหลวที่เป็นน้ำ (water based mud) โดยในการศึกษาวิจัยจะมีการนำสารประกอบประเภทสารอินทรีย์พอลิเมอร์เข้ามาช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของน้ำโคลนในการเจาะ เช่น ควบคุมอัตราการสูญเสียน้ำโคลนผ่านชั้นหินระหว่างการเจาะ (filtrate loss) ซึ่งจะส่งผลต่อการป้องกันปัญหาที่เกิดจากการเสียสมดุลของหลุมระหว่างการเจาะ หรือช่วยป้องกันความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นกับกระบวนการเก็บตัวอย่างแท่งหินประเภทหินทรายที่ได้จากการเจาะ

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

การศึกษาครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อลดเวลาสูญเปล่าในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม ซึ่งได้นำแนวคิดและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องมาประยุกต์ใช้ โดยมีกรอบแนวคิดงานวิจัยดังภาพที่ 3.1 และวิธีดำเนินการวิจัยเป็นลำดับขั้นตอนดังนี้

3.1 ศึกษาและสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ทำการค้นคว้างานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม และองค์ประกอบหรือลักษณะของน้ำโคลนจากอินเตอร์เน็ตและสื่อต่างๆ

3.2 ศึกษากระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบันและระบุสภาพปัญหา

ทำการศึกษาขั้นตอนการขุดเจาะหลุมผลิตของบริษัทกรณีศึกษา และเก็บรวบรวมข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะย้อนหลัง 3 เดือน คือ เดือน มีนาคม – พฤษภาคม พ.ศ. 2564 จากนั้นนำข้อมูลที่ได้มาวิเคราะห์ทางสถิติเพื่อระบุสภาพปัญหาที่มีผลทำให้เกิดเวลาที่สูญเปล่า

3.3 การวิเคราะห์สาเหตุของปัญหาและหาแนวทางในการปรับปรุง

นำข้อมูลปัญหาที่มีผลทำให้เกิดเวลาที่สูญเปล่ามาวิเคราะห์หาสาเหตุที่แท้จริงโดยใช้แผนผังก้างปลา

3.4 ปรับปรุงและแก้ไขกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม

นำสาเหตุที่แท้จริงของปัญหาที่ได้จากการวิเคราะห์ มาปรับปรุงกระบวนการขุดเจาะด้วยการใช้ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง เช่น ความหนืดของน้ำโคลน และการบริหารความเสี่ยง (risk management) รวมถึงทฤษฎีอื่นๆ ที่เหมาะสม เพื่อลดเวลาสูญเปล่าและปรับปรุงประสิทธิภาพของกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม

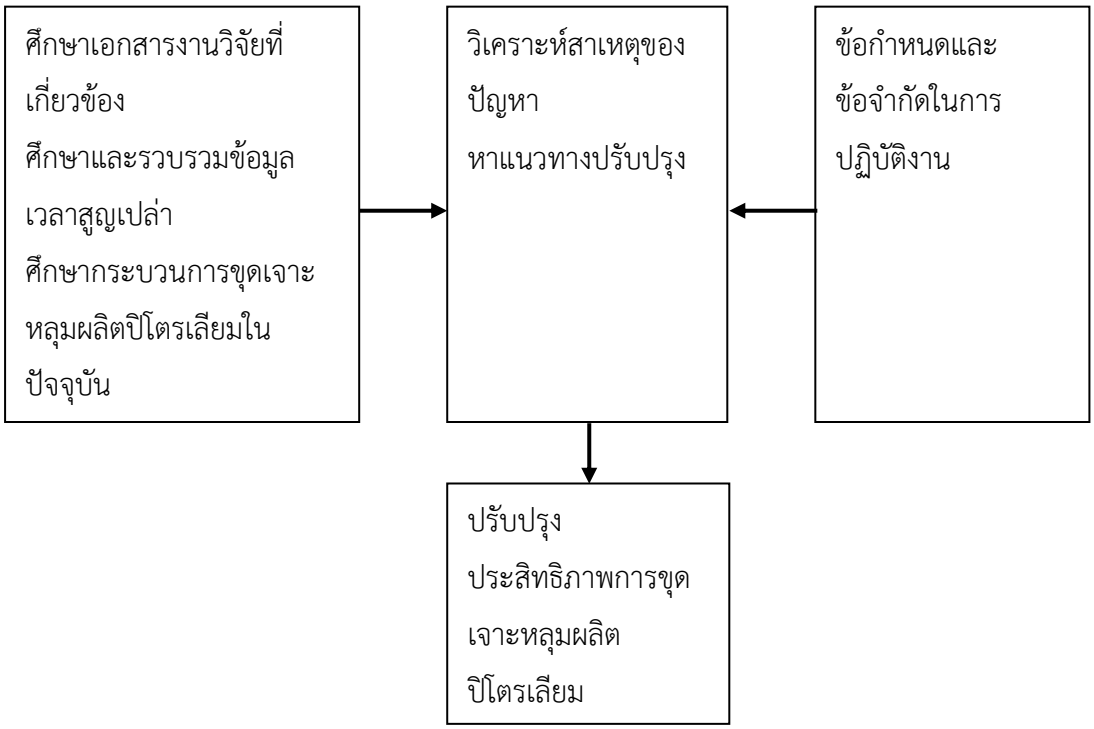
3.5 วิเคราะห์และประเมินผลหลังจากการปรับปรุงกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม

นำข้อมูลหลังจากการปรับปรุงกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมมาวิเคราะห์และประเมินผลการวิจัย

3.6 จัดทำเอกสารรายงานฉบับสมบูรณ์

หลังจากได้ปฏิบัติตามแนวทางการปรับปรุง จากนั้นจัดทำเอกสารรายงานสารนิพนธ์ฉบับสมบูรณ์ เพื่อเป็นข้อมูลและแนวทางให้กับบุคคล หรือองค์กรที่สนใจ

กรอบแนวคิดงานวิจัย



ภาพที่ 3.1 กรอบแนวคิดงานวิจัย

บทที่ 4

ผลการวิจัยและอภิปรายผลการวิจัย

จากการดำเนินตามกรอบแนวคิดงานวิจัยและวิธีดำเนินการวิจัย ในบทนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดของผลการวิจัย ซึ่งผู้วิจัยได้ศึกษากระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบัน การวิเคราะห์สาเหตุหลักด้วยทฤษฎีแผนผังก้างปลา พิจารณาและคัดเลือกแนวทางการแก้ไขปัญหาด้วยหลักการบริหารความเสี่ยง และดำเนินการตามแนวทางการแก้ไข เพื่อลดเวลาสูญเปล่าในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม โดยมีผลการวิจัย ดังรายละเอียดต่อไปนี้

4.1 ศึกษาและสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

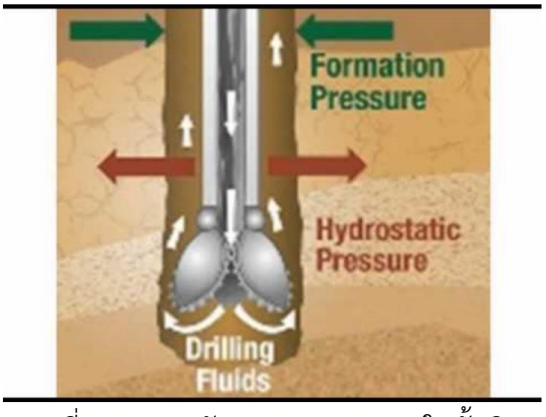
จากการค้นคว้างานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม และองค์ประกอบหรือลักษณะของน้ำโคลนจากอินเตอร์เน็ตและสื่อต่างๆ ทำให้ได้ข้อสรุปเพื่อนำไปเป็นข้อมูลและปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงานในการดำเนินงานวิจัยนี้ ดังนี้

น้ำโคลนมีชื่อเรียกว่า drilling mud หรือ drilling fluid ใช้ในกระบวนการขุดเจาะเพื่อ 3 วัตถุประสงค์ ดังนี้

1. กดความดันของของของเหลวในชั้นหินเอาไว้ไม่ให้พุ่งพรวดขึ้นมาที่ปากหลุม คือการมีความดันของของเหลวในแนวตั้งฉากกับผนังของหลุม (hydrostatic pressure) ความดันตรงนั้นจะต่อสู้กับความดันของของเหลวในชั้นหิน (formation pressure) เอาไว้ไม่ให้พุ่งขึ้นมาปากหลุม ดังภาพที่ 4.1 วิธีคำนวณมีหลายสูตรขึ้นอยู่กับจะใช้หน่วยใด เช่น เมตริก SI หรือ imperial ยกตัวอย่างสูตรคำนวณ ดังนี้

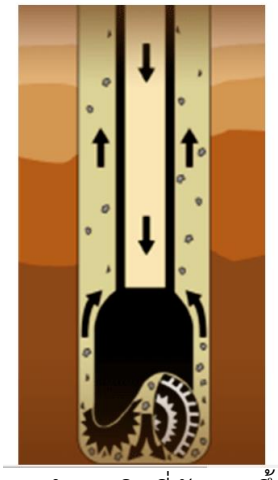
ความดันที่จุดใดๆ ในหลุม (psi) = 1.42 x ความลึกในแนวดิ่ง (เมตร) x ความหนาแน่นของน้ำโคลน (SG)

คุณสมบัติทางฟิสิกส์ของน้ำโคลนในข้อนี้ที่เอามาใช้คือ ความหนาแน่น (density) ถ้าหลุมยิ่งลึก ความดันของของเหลวในชั้นหินยิ่งมาก ยิ่งต้องใช้น้ำโคลนความหนาแน่นสูงๆ กดมันไว้ขณะขุด ความหนาแน่นน้ำโคลนยิ่งมาก ยิ่งต้องใช้ปั๊มตัวใหญ่ ใช้พลังงานมากขึ้น ตัวน้ำโคลนก็จะราคาแพงขึ้นด้วย



ภาพที่ 4.1 ความดันของของของเหลวในชั้นหิน

2. การนำเอาเศษหินที่หัวเจาะเจาะป่นเป็นชิ้นๆ เล็กๆ (cutting) ขึ้นมาปากหลุม เมื่อปั๊มน้ำโคลนลงหลุมทางก้านเจาะ ออกไปทางปลายหัวเจาะ แล้วไหลย้อนกลับขึ้นมาปากหลุม เศษหินก็จะถูกน้ำโคลนอุ้มพยุงเอาขึ้นมาปากหลุม ดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 การนำเศษหินที่หัวเจาะขึ้นมาปากหลุม

คุณสมบัติทางฟิสิกส์ของน้ำโคลนที่ทำหน้าที่นี้คือ ความหนืด (viscosity) ถ้าปริมาตรเศษหินเยอะ (หลุมใหญ่) ระยะทางที่ต้องอุ้มเอาเศษหินขึ้นมาปากหลุมยาวๆ (หลุมลึก) ก็ต้องใช้น้ำโคลนที่หนืดมาก ก็ต้องใช้ปั๊มตัวใหญ่ขึ้น ใช้พลังงานมากขึ้น น้ำโคลนที่หนืดมากๆ ก็จะราคาแพง

3. กันหลุมถล่มลงมาทับก้านเจาะเพราะมีน้ำโคลนยันผนังหลุมไว้ คุณสมบัติทางฟิสิกส์ที่ทำหน้าที่นี้คือ ความความหนาแน่น คำนวนได้ด้วยวิธีเดียวกับในข้อ 1

นอกจากนี้น้ำโคลน (Drilling mud) ยังมีหน้าที่อื่นอีก คือ

1. อุดช่องว่าง (seal) ที่ผนังหลุม ไม่ให้น้ำโคลนไหลเข้าไปในชั้นหิน ในน้ำโคลนจะมีผงของแข็งอยู่เต็มไปหมด ผงของแข็งนี้จะไปจับที่ผนังหลุมเป็นแผ่นบางๆ (mud cake) เคลือบเอาไว้กันไม่ให้น้ำโคลนไหลเข้าไปในชั้นหินมากเกินไป นอกจากเปลืองน้ำโคลนแล้ว น้ำโคลนที่ซึมเข้าไปยังจะไปปะปนกับของเหลวดั้งเดิมในชั้นหิน ทำให้การวัดค่าทางปิโตรฟิสิกส์ของของเหลวในชั้นหินผิดเพี้ยน เพราะฉะนั้น การซึมเข้าชั้นหินน้อยไว้เป็นดี

2. หล่อเย็นลดอุณหภูมิที่หัวเจาะและเครื่องมือต่างๆ ที่อยู่ที่ก้านเจาะ

3. หล่อลื่นให้ก้านเจาะหมุนสะดวกขึ้น ลดแรงเสียดทานระหว่างกลไกต่างๆ รวมถึงลดแรงเสียดทานระหว่าก้านเจาะที่เป็นเหล็กกับชั้นหิน

4. เป็นตัวกลางส่งกำลังไฮดรอลิก (hydraulic) ไปที่เครื่องมือที่อยู่ปลายก้านเจาะ เช่น มอเตอร์เทอร์ไบน์ (คล้ายน้ำมันไฮดรอลิกในปั๊มไฮดรอลิก หรือ มอเตอร์ไฮดรอลิก) รวมถึงส่งกำลังไฮดรอลิกไปที่หัวเจาะ

5. เป็นตัวกลางให้สัญญานส่งผ่านจากเครื่องมือ (MWD LWD) ขึ้นมาปากหลุม คือ เวลา MWD LWD ส่งสัญญานขึ้นมา มันส่งขึ้นมาโดย mud pulse คือ จะมีวาล์วเล็กๆ อยู่ที่ข้างๆ ผนังก้านเจาะ ถ้าวาล์วนี้เปิดน้ำโคลนส่วนหนึ่งก็จะไหลออกทางผนังก้านเจาะ แทนที่จะไหลไปทางหัวเจาะ นั่นคือน้ำโคลนโดยรวมก็จะไหลสะดวกขึ้น เพราะไหลออกได้ 2 ทาง (คือผนังก้านเจาะ กับ หัวเจาะ) ทำให้แรงดันที่ปั๊มน้ำโคลนที่อยู่ปากหลุมก็ตกลงนิดนึง ถ้าวาล์วนี้ปิดน้ำโคลนก็จะไหลตามปกติออกไปทางปลายหัวเจาะ ความดันที่ปั๊มน้ำโคลนที่อยู่ปากหลุมก็จะอยู่ในระดับปกติ วาล์วที่ว่านี้ ถูกควบคุมด้วยโซลินอยด์ (ขดลวดไฟฟ้า) บังคับด้วยคอมพิวเตอร์เล็กๆ ที่ติดอยู่ที่ MWD LWD ความดันที่ปั๊มน้ำโคลนที่ปากหลุมก็จะลงๆ ขึ้นๆ ตามการเปิดปิดของวาล์วตัวนี้ MWD engineer ก็จะนำเซ็นเซอร์ตัววัดความดันไปติดที่ปั๊มน้ำโคลนที่อยู่ปากหลุม ก็จะ decode แปลสัญญานที่ MWD ที่อยู่ก้นหลุมออกมาเป็นค่าต่างๆ น้ำโคลนก็มีหน้าที่นำสัญญานนี้ด้วย

6. ลดการกัดกร่อนทางเคมีของอุปกรณ์ต่างๆ (ค่า PH)

7. ป้องกันการบวมน้ำของชั้นหินดินดาน (shale/ clay) ชั้นหินนี้ชอบน้ำเป็นพิเศษ เมื่อชั้นหินดินดานเจอกับน้ำจะทำให้บวม หรือ ปริมาตรเพิ่มขึ้นหลายเท่าตัว ทำให้ผนังหลุมบวมเบียดก้านเจาะ ทำให้ก้านเจาะและหัวเจาะถูกดูดติดผนังหลุม หรือบวมจนปิดหลุมได้เลย

8. น้ำโคลนที่ดีต้องป้องกันการบวมน้ำของชั้นหินที่ว่านี้ด้วย อันนี้เป็นคุณสมบัติทางเคมีของน้ำโคลน ซึ่งมีหลายเทคนิค ถ้านักธรณีชี้เป้ามาว่าต้องขุดผ่านชั้นหินดินดาน วิศวกรขุดเจาะก็ต้องเตรียมน้ำโคลนที่รับมือกับชั้นหินนี้ให้ได้อีกหน้าที่หนึ่ง คือ เป็นตัวกลางในการหยั่งธรณี (logging) เพราะเครื่องมือในการวัดคุณสมบัติทางฟิสิกส์ของชั้นหินนั้น ต้องปล่อยพลังงานในภาพแบบใดภาพแบบหนึ่ง ไม่ว่าจะเป็นพลังงานไฟฟ้าในภาพของกระแสไฟฟ้า พลังงานแม่เหล็ก พลังงานคลื่น

แม่เหล็กไฟฟ้า พลังงานเสียง พลังงานกัมตภาพรังสี ฯลฯ ออกไปสู่ชั้นหิน ซึ่งแน่นอนพลังงานเหล่านั้นต้องผ่านน้ำโคลน เหมือนที่มีอากาศเป็นตัวกลางระหว่างแหล่งกำเนิดเสียง (พลังงาน) กับ หู (เซ็นเซอร์) เพื่อที่ให้สามารถได้ยินเสียง การจะได้ยินเสียงได้ดีหรือไม่ดีก็ขึ้นกับคุณภาพทางฟิสิกส์ของอากาศขณะนั้นๆ ด้วย เช่น ความชื่นสูง แห้ง ร้อน เย็น ฯลฯ คุณสมบัติของน้ำโคลนก็เช่นกัน มีผลต่อการวัดของเครื่องวัดเหล่านี้ ถ้าคุณสมบัติของน้ำโคลนไม่ดี ไม่เอื้อ เครื่องมือบางอย่างก็ใช้ไม่ได้ เอาตัวอย่างง่ายๆ ถ้าใช้น้ำโคลนที่เป็นน้ำมัน น้ำมันไม่นำไฟฟ้า หากจะใช้เครื่องมือวัดที่ส่งกระแสไฟฟ้าไปในชั้นหินเพื่อวันความต้านทานชั้นหินไม่ได้ ต้องเปลี่ยนไปใช้เครื่องมือที่ใช้หลักการอื่นทาง เช่น หลักการเหนี่ยวนำให้เกิดไฟฟ้าในชั้นหิน คือแทนที่จะปล่อยพลังงานไฟฟ้าตรงๆ ในภาพกระแสไฟฟ้า ก็ปล่อยพลังงานแม่เหล็กเหนี่ยวนำแทน ให้เหนี่ยวนำให้เกิดกระแสไฟฟ้าในชั้นหิน เรียกว่า ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าทางอ้อม โดยไม่ต้องปล่อยกระแสไฟฟ้าโดยตรง หรือ ใช้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า แล้ววัดการเคลื่อนไปของเฟสคลื่นสะท้อนกลับ (phase shift) หรือ วัดกำลังของคลื่นสะท้อนที่ลดลง (attenuation amplitude decrease)

4.2 ศึกษากระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบันและระบุสภาพปัญหา

จากการศึกษากระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์ในปัจจุบันของบริษัท จะประกอบด้วยอุปกรณ์ที่ใช้ในการขุดเจาะ 5 รายการ คือ

4.2.1 แท่นเจาะ (drilling rig) : จะเป็นแท่นเจาะชนิดแท่นลอย และยึดติดกับพื้นทะเลด้วยสมอ ในการวิจัยนี้จะศึกษาแท่นเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ มีลักษณะเป็นเรือท้องแบน ตัวเรือเป็นที่พักอาศัย และอุปกรณ์การเจาะติดตั้งอยู่บนตัวเรือ แต่ย้ายตัวหอคอยขึ้นไปไว้ยังแท่นเจาะกลางทะเล

4.2.2 เครื่องขุดเจาะ (drill string) : เครื่องขุดเจาะจะทำหน้าที่เจาะและขุดลงไปใต้พื้นดิน ซึ่งมีลักษณะการทำงานเหมือนกับการเจาะด้วยสว่าน โดยมีส่วนประกอบที่สำคัญ 2 ส่วน คือ

- หัวเจาะ จะเป็นอุปกรณ์ส่วนปลายสุดที่ต่อกับเครื่องขุดเจาะ สำหรับตัดผ่านชั้นหินให้แตกเป็นเศษหินเล็กๆ เพื่อให้น้ำโคลนพาขึ้นมาจากหลุมเจาะ หัวเจาะมีหลายชนิดและเลือกใช้ตามวัตถุประสงค์ของการใช้งาน

- ก้านเจาะ จะเป็นท่อกลวง ยาว ปลายเป็นเกลียว มีน้ำหนักมาก ใช้ต่อกับหัวเจาะเพื่อเป็นช่องทางให้น้ำโคลนไหลเวียน ก้านเจาะแต่ละท่อนมีความยาวประมาณ 30 ฟุต แขวนห้อยไว้ด้วยเครื่องกว้านบนโครงสร้างหอคอย (derrick) เวลาเจาะก้านเจาะจะถูกต่อเข้าด้วยกันทีละก้านโดยขันเกลียวก้านเจาะอันถัดไปกับก้านเจาะอันสุดท้ายด้านตรงข้ามกับหัวเจาะ ก้านเจาะจะถูกหมุนโดยจานขับก้านเจาะ (rotary table) ที่ขับเคลื่อนด้วยเครื่องยนต์ และบังคับให้กว้านทำงานไปพร้อมกัน น้ำหนักของก้านจะกดหัวเจาะซึ่งหมุนอยู่ให้บดตัดชั้นหินลงไป ขณะทำการเจาะต้องควบคุมน้ำหนักกด

ที่หัวเจาะให้คงที่ รวมทั้งคอยปั๊มน้ำโคลนลงไปตามก้านเจาะเพื่อให้ไหลเวียนกลับขึ้นมาปากหลุมพร้อมกับนำเศษดินหินจากก้นหลุมขึ้นมาด้วย น้ำโคลนยังช่วยหล่อลื่น ช่วยลดความร้อนที่เกิดขึ้นในหลุมเจาะ และช่วยเคลือบผนังหลุมและป้องกันมิให้ของไหล (น้ำหรือปิโตรเลียม) จากชั้นหินทะลักเข้าสู่หลุมอันอาจทำให้ผนังหลุมพังทลายหรือเกิดการระเบิดได้

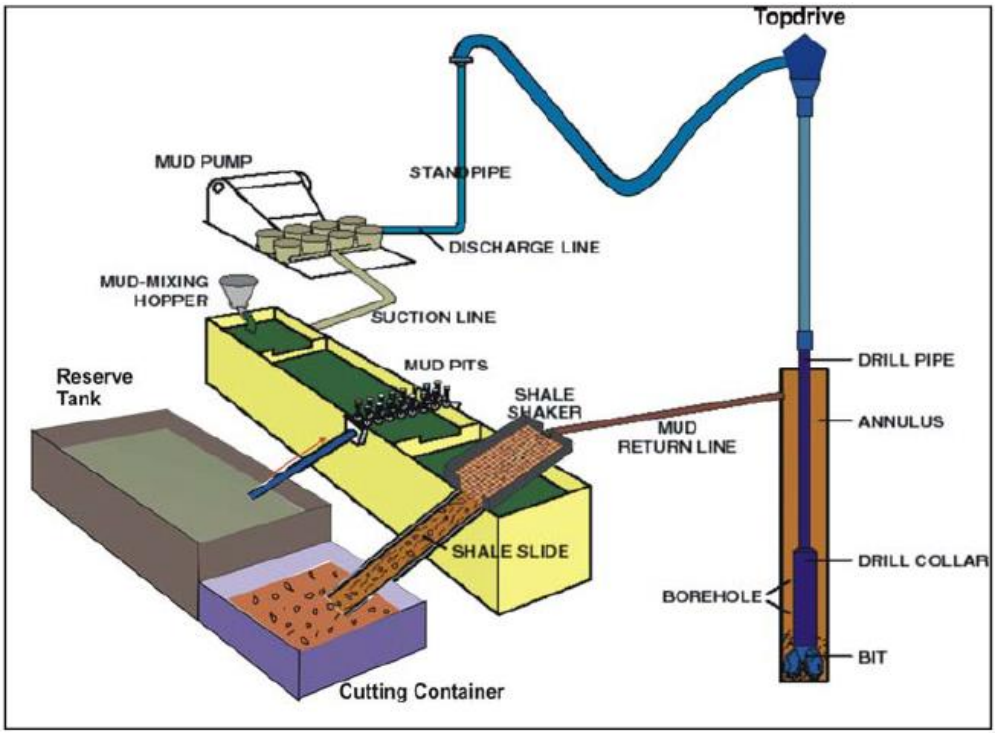
4.2.3 น้ำโคลน (drilling mud) : น้ำโคลนที่ใช้ในการเจาะสำรวจประกอบด้วยน้ำธรรมดา สารเคมี และแร่บางชนิด ซึ่งผสมกันจนมีน้ำหนัก และความหนืดตามต้องการ ความหนืดของน้ำโคลนนั้นจะทำหน้าที่ยึดเหนี่ยวเศษดิน เศษหินให้ลอยตัวอยู่ก่อนที่จะถูกดันขึ้นมายังปากหลุมพร้อมกับน้ำโคลน โดยผ่านช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับผนังหลุมน้ำโคลน นอกจากจะใช้ลำเลียงเศษดิน เศษหินให้ขึ้นมาปากหลุมแล้วยังทำหน้าที่เป็นวัสดุหล่อลื่นให้กับหัวเจาะ และด้วยน้ำหนักของน้ำโคลนเองยังช่วยต้านทานแรงดันที่เกิดจากชั้นหินในหลุมได้อีกด้วย

4.2.4 การหยั่งธรณีหลุมเจาะ (well logging) : เป็นการทดสอบว่าชั้นหินต่างๆ ที่ทำการเจาะผ่านไปนั้นมีปิโตรเลียมแทรกสะสมตัวอยู่หรือไม่ ส่วนใหญ่เป็นเครื่องมือไฟฟ้า เครื่องรับส่งกัมมันตภาพรังสีและคลื่นเสียง เพื่อวัดค่าคุณสมบัติของชั้นหิน และสิ่งที่เจือปนอยู่ภายในช่องว่างของชั้นหิน

4.2.5 การป้องกันหลุมเจาะพัง (Casing) : เป็นเครื่องมือสำคัญที่ใช้ป้องกันอุบัติเหตุที่เกิดจากแรงดันภายในหลุม ประกอบด้วยวาล์วและท่อหลายตอน ซึ่งจะทำหน้าที่ปิดปากหลุมเพื่อป้องกันแรงดันที่อาจพุ่งขึ้นมา ทำให้เกิดการระเบิด (Blow-out) และไฟลุกไหม้เป็นอันตรายได้ เมื่อทำการเจาะหลุมลึกพอสมควรแล้ว ต้องมีมาตรการป้องกันหลุมถล่ม ซึ่งสามารถทำได้โดยการส่งท่อกรุลงไปตามความลึกของหลุมแล้วลงซีเมนต์ยึดท่อกรุเหล็กติดกับผนังหลุมอีกทีหนึ่งเพื่อป้องกันหลุมเจาะพัง

การเจาะหลุมผลิตปิโครเลียมต้องอาศัยการขับเคลื่อนของ 3 ระบบ คือ ระบบกว้าน (hoisting system) ระบบหมุนเวียนของน้ำโคลน (circulating system) และระบบหมุนเจาะ (rotating system) ซึ่งในงานวิจัยนี้จะมุ่งเน้นศึกษาระบบหมุนเวียนของน้ำโคลนและระบบหมุนเจาะบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ โดยการเจาะเป็นขั้นตอนหนึ่งในการสำรวจปิโตรเลียมเพื่อพิสูจน์ว่าในบริเวณที่เชื่อว่ามีการกักเก็บปิโตรเลียมนั้นมีน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติอยู่จริง และยังหมายรวมถึงการเจาะเพื่อการผลิตปิโตรเลียมด้วย ในปฏิบัติการเจาะหลุมปิโตรเลียมต้องมีแท่นเจาะที่วางอยู่เหนือพื้นน้ำ มีหลุมเจาะซึ่งอาจอยู่ลึกลงไปใต้ผิวดินหรือผิวน้ำหลายร้อยหลายพันเมตร โดยอาจเป็นหลุมเจาะในแนวดิ่งหรือแนวเอียง มีบุคลากรหลายฝ่ายปฏิบัติงานร่วมกันเพื่อให้งานเจาะราบรื่นและสำเร็จผล เป็นต้นว่า เจ้าหน้าที่ดูแลการปฏิบัติงานทุกอย่างที่แท่นเจาะรวมทั้งการวางแผน การสั่งอุปกรณ์และการตัดสินใจในระหว่างปฏิบัติการ ผู้รับผิดชอบดูแลกลุ่มพนักงานและแท่นเจาะ พนักงานของบริษัทรับจ้างเหมาเจาะ และพนักงานที่ทำงานอยู่บนแท่นเจาะ ในส่วนของระบบหมุนเวียนน้ำโคลนในหลุม

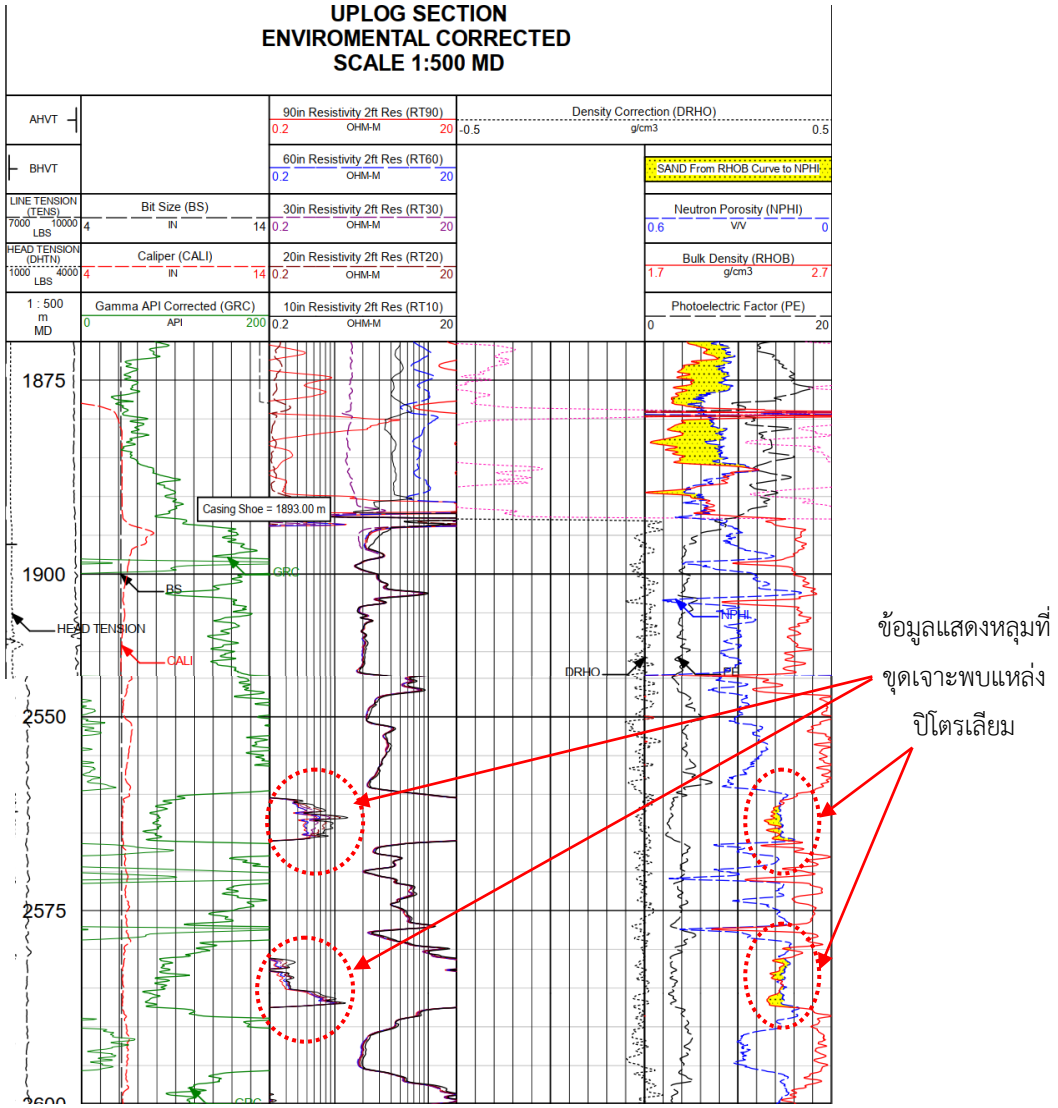
เจาะนั้นจะหมุนเวียนในระบบปิด เริ่มจากน้ำโคลนที่ผสมอยู่ในถังโคลน (Mud Tank/Suction Pit) มีจำนวน 12 ถัง จะถูกสูบผ่านท่อยางด้วยเครื่องสูบน้ำโคลน ทำหน้าที่อัดน้ำโคลนลงในก้านเจาะ (drill pipe) ผ่านหัวเจาะที่กำลังหมุนตัดชั้นหินลึกลงไป จากนั้นน้ำโคลนจะนำพาเศษหิน (cuttings) จากก้นหลุมเข้ามาในท่อกรุ (casing) ขึ้นมาที่ปากหลุม เศษหินจะผ่านไปตามรางน้ำโคลนเข้าสู่เครื่องแยกเศษหินจากการเจาะ (Shale Shaker) เพื่อแยกส่วนที่เป็นของแข็งขนาดต่างๆ ออกจากน้ำโคลน ส่วนน้ำโคลนจะหมุนเวียนเข้าถังเก็บ (Mud Tank) เพื่อนำมาบำบัดในถังน้ำโคลนก่อนส่งกลับเข้าเครื่องสูบน้ำโคลนเพื่อหมุนเวียนไปใช้ในหลุมเจาะได้อีก ดังภาพที่ 4.3



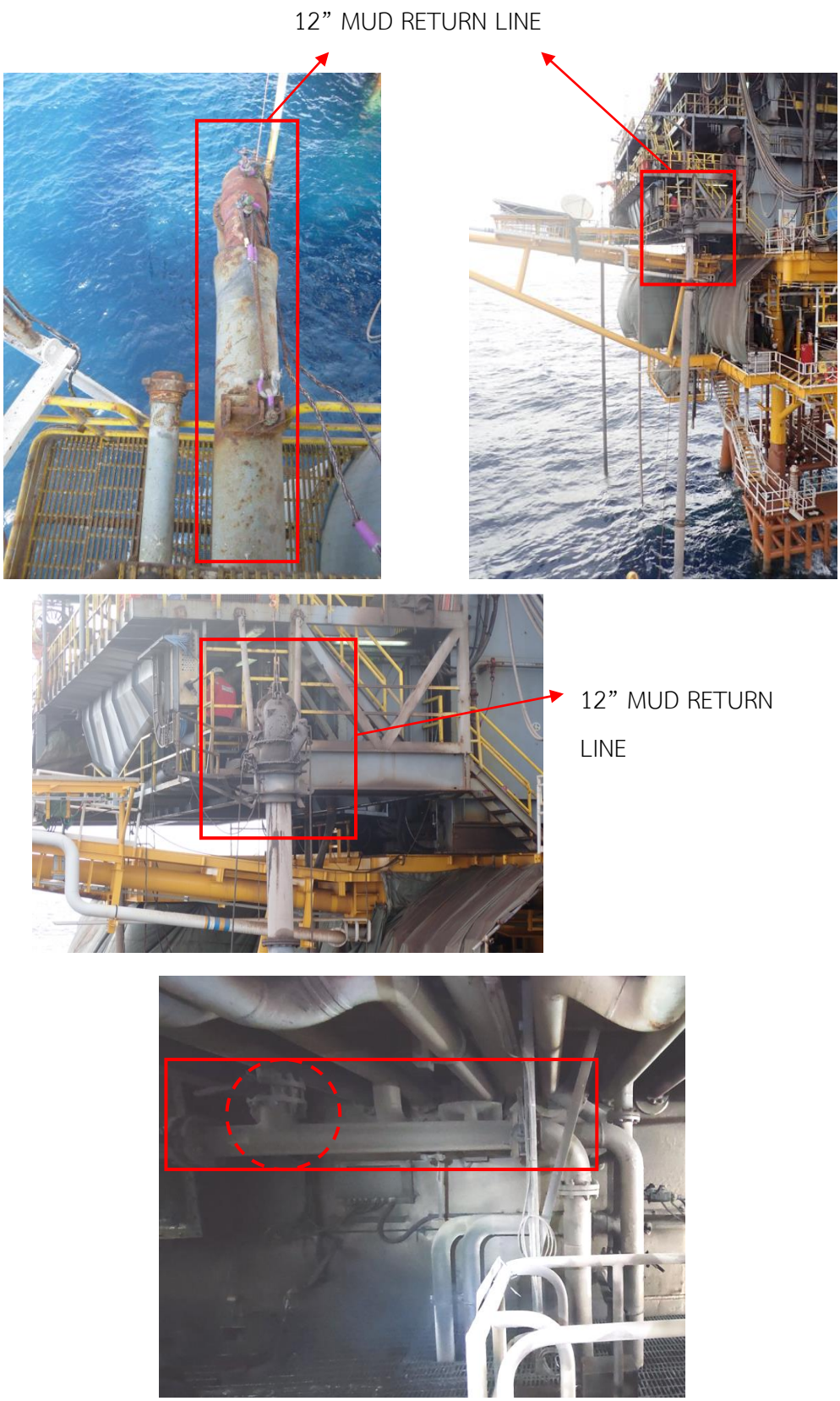
ภาพที่ 4.3 ระบบหมุนเวียนของน้ำโคลนบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ

ซึ่งในการศึกษากระบวนการขุดเจาะหลุมปิโตรเลียมในปัจจุบันพบว่า หลังจากเจาะหลุมผลิตขนาดประมาณ 6-1/8” ถึงยังความลึกที่กำหนดแล้ว ขั้นตอนต่อไปจะทำการถอนชุดขุดเจาะพร้อมก้านเจาะออกจากหลุมทั้งหมด แล้วทำการตรวจหาความลึก/ขนาดของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยใช้การบันทึกข้อมูลแบบใช้สายเป็นการเก็บและบันทึกข้อมูลอย่างต่อเนื่องจากหลุมเจาะในระหว่างกระบวนการขุดเจาะ (wireline logging) ดังภาพที่ 4.4 เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการผลิตและประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ว่าเป็นไปตามที่วางแผนไว้หรือไม่ หลังจากนั้นทำการถอนชุด wireline logging ออกจากหลุม แล้วทำการหย่อนท่อกรุ (Tubing) ขนาด 2 7/8” หรือ 3 ½” ลงในหลุมตามความลึกที่ออกแบบ หลังจากนั้นทำการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับปั๊มซีเมนต์ไว้ แล้วย้ายชุดอุปกรณ์ขุดเจาะ

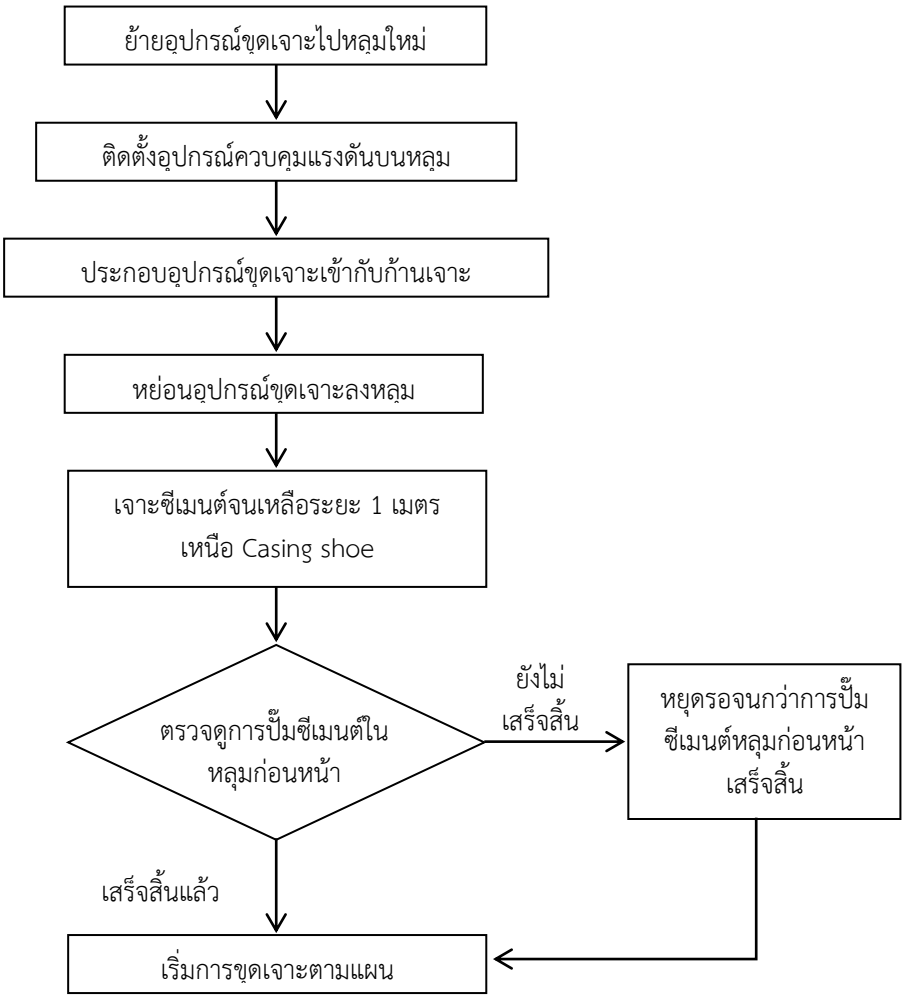
ไปยังหลุมใหม่ ในขณะเดียวกันหลุมที่มีอุปกรณ์สำหรับปั๊มซีเมนต์อยู่ก็ทำการหมุนเวียนน้ำโคน (mud circulation) เพื่อเอาเศษดินและน้ำโคลนที่หนืดขึ้นมาแล้วแทนที่ด้วยน้ำโคลนใหม่ก่อนทำการปั๊มซีเมนต์ โดยน้ำโคลนเก่าที่ขึ้นมาจากหลุมจะผ่านมาทางท่อขนาด 12” เพื่อไปยังบ่อกักเก็บดังภาพที่ 4.5 ในขณะเดียวกันหลุมที่พร้อมเจาะใหม่ก็ดำเนินงานไปตามกระบวนการดังภาพที่ 4.6 ซึ่งหากหลุมก่อนหน้าการทำซีเมนต์ยังไม่เสร็จสิ้น หลุมใหม่ที่พร้อมเจาะต้องหยุดรอจนกว่าการทำซีเมนต์ของหลุมก่อนหน้าเสร็จสิ้น เพราะหลุมพร้อมเจาะใหม่เจอก็ต้องอาศัยการหมุนเวียนน้ำโคลนกลับไปยังบ่อกักเก็บผ่านทางท่อขนาด 12” เช่นกัน เนื่องจากคุณสมบัติและน้ำหนักของน้ำโคลนของทั้ง 2 หลุมมีความแตกต่างกันไม่สามารถปนกันได้ การที่มีระบบหมุนเวียนน้ำโคลนทางเดียวจึงทำให้เกิดปัญหาการหยุดรอซึ่งส่งผลให้เกิดค่าใช้จ่ายของหลุมใหม่พร้อมเจาะที่ต้องหยุดรอ



ภาพที่ 4.4 บันทึกข้อมูลในระหว่างกระบวนการขุดเจาะ (wireline logging data)



ภาพที่ 4.5 ทางเดินของระบบหมุนเวียนน้ำโคลนผ่านท่อขนาด 12” ผ่านกลับมายังบ่อกักเก็บ



ภาพที่ 4.6 แผนการดำเนินงานเพื่อเจาะขนาดหลุมผลิตใหม่

4.3 การวิเคราะห์สาเหตุของปัญหาและหาแนวทางในการปรับปรุง

จากข้อมูลการศึกษากระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบันจะใช้ในการประกอบการวิเคราะห์ประเด็นปัญหาและสาเหตุซึ่งมุ่งเน้นกระบวนการที่ทำให้เกิดเวลาสูญเปล่าในระหว่างการขุดเจาะหลุมปิโตรเลียม โดยการระดมความคิดร่วมกันของผู้เชี่ยวชาญแต่ละหน่วยงานที่เกี่ยวข้องดังภาพที่ 4.7 ดังนี้

1. Cementer ทำหน้าที่ ปั๊มซีเมนต์ลงหลุมผลิต

2. Cement helper ทำหน้าเป็นผู้ช่วย และทำหน้าที่เปิด/ปิดวาล์วที่เกี่ยวข้อง

3. Mud Engineer ทำหน้าที่ออกแผนงานการหมุนเวียนน้ำโคลนของหลุมที่พร้อมเจาะใหม่ผ่านท่อ 12 นิ้ว และของหลุมที่จะทำซีเมนต์ผ่านท่อ 6 นิ้ว

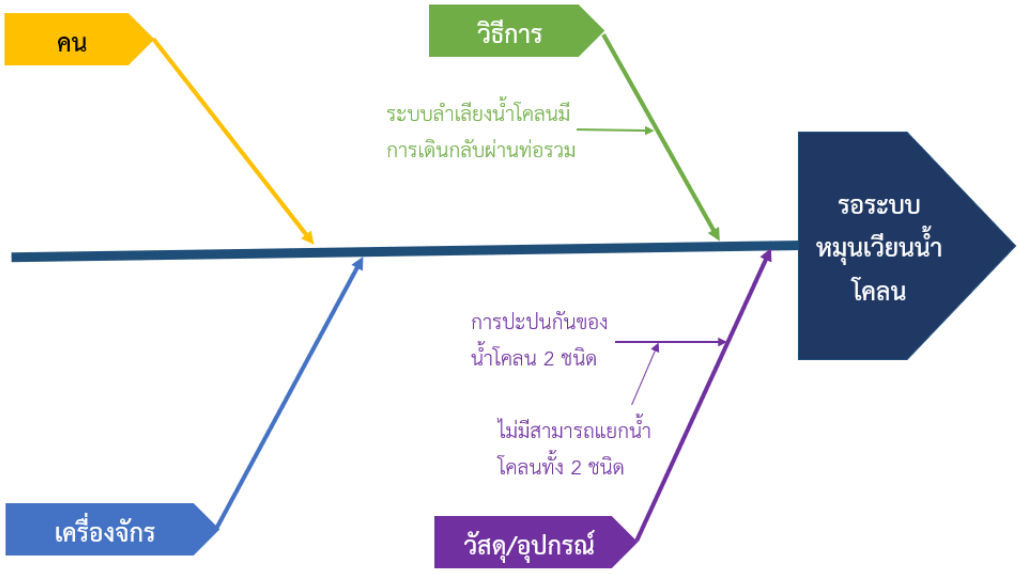
4. Pump man ทำหน้าที่จัดการเปิด/ปิดวาล์วให้น้ำโคลนทั้ง 2 แบบลงในบ่อ (mud pit) ตามแผนงาน (pit managemt) ของ mud engineer

5. Safety Officer ทำหน้าที่กำกับดูแลเรื่องการปฏิบัติงาน เพื่อให้มั่นใจว่ามีการทำตามขั้นตอนตาม JSA, spot check

6. Mud Logger ทำหน้าที่ช่วยดูแลการหมุนน้ำโคลนให้ไปตามบ่อน้ำโคลน และเป็นไปตามแผน

ภาพที่ 4.7 การระดมความคิดร่วมกันของผู้เชี่ยวชาญทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

เมื่อทำการระดมความคิดจากทีมผู้เชี่ยวชาญ พบว่า ขั้นตอนการรอระบบหมุนเวียนน้ำโคลนทำให้เกิดเวลาสูญเปล่ามากที่สุด ซึ่งมีค่าเฉลี่ยของจำนวนชั่วโมงที่รอคอยเท่ากับ 4.64 ชั่วโมง/หลุม คิดเป็น 5.45% ของเวลารวมทั้งหมดที่ใช้ในการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมจนถึงพร้อมส่งมอบแต่ละหลุม อ้างอิงตามตารางที่ 1.1 (ข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะของเดือน มีนาคม – พฤษภาคม พ.ศ. 2564) จึงได้ทำการวิเคราะห์สาเหตุของปัญหาดังกล่าวโดยใช้แผนผังก้างปลา ดังภาพที่ 4.8 และนำมาพิจารณาหาแนวทางในการปรับปรุงต่อไป



ภาพที่ 4.8 แผนผังก้างปลาการวิเคราะห์สาเหตุของการเกิดปัญหา

สาเหตุของปัญหาการรอระบบหมุนเวียนน้ำโคลนที่ทำให้เกิดเวลาสูญเปล่า เกิดจาก 2 ประเด็นหลักๆ ดังนี้

1.สาเหตุจาก วิธีการ

- เนื่องจากวิธีการระบบลำเลียงน้ำโคลน เป็นการเดินกลับผ่านท่อรวม (การหมุนเวียนน้ำโคลนผ่านท่อชุดเดียวกัน)

2.สาเหตุจาก วัสดุ/อุปกรณ์

- จากการตรวจสอบ พบว่า วัสดุ/อุปกรณ์ที่ใช้เป็นชุดเดียวกัน จึงเกิดการปะปนกันของน้ำโคลน 2 ชนิด ซึ่งไม่สามารถแยกน้ำโคลนทั้ง 2 ชนิดออกจากกันได้

จากการระดมความคิดเพื่อหาแนวทางในการปรับปรุงแก้ไขปัญหาร่วมกับผู้เชี่ยวชาญแต่ละหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยใช้หลักการบริหารความเสี่ยง (risk management) เพื่อพิจารณาความเป็นไปได้ในการจัดทำแผนดำเนินการปรับปรุงและเพื่อกำจัดความสูญเปล่าที่พบในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม ด้วยวิธีการดังต่อไปนี้

1.สาเหตุจาก วิธีการ

แนวทางการปรับปรุงแก้ไข :

1.1 ประเมินความเสี่ยงของระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่ ก่อนทำการปรับปรุงโดยพิจารณาตามระดับความเสี่ยงที่มีระดับนัยสำคัญ เพื่อนำมาจัดทำแผนการดำเนินงานปรับปรุง

1.2 ออกแบบแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่ เพื่อลดเวลาสูญเปล่าจากการรอคอยน้ำโคลนใหม่

1.3 จัดทำเอกสารมาตรฐานการทำงานของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

1.4 จัดทำเอกสารบันทึกการตรวจสอบระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

1.5 จัดการฝึกอบรมระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่และมาตรฐานการทำงาน

2.สาเหตุจาก วัสดุ/อุปกรณ์

แนวทางการปรับปรุงแก้ไข :

2.1 ออกแบบแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่ เพื่อลดเวลาสูญเปล่าจากการรอคอยน้ำโคลนใหม่

2.2 ติดตั้งชุดอุปกรณ์เพิ่มเติมต่างๆ เช่น ท่อเหล็ก ท่อยางพอลิเมอร์ และวาล์วควบคุม เป็นต้น ตามแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

2.3 จัดทำเอกสารมาตรฐานการทำงานของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

2.4 จัดทำเอกสารบันทึกการตรวจสอบระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

2.5 จัดการฝึกอบรมระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่และมาตรฐานการทำงาน

4.4 ปรับปรุงและแก้ไขกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม

ผู้วิจัยได้นำสาเหตุหลักของปัญหาที่ได้จากการวิเคราะห์มาปรับปรุงกระบวนการขุดเจาะด้วยการใช้ทฤษฎีความหนืดของน้ำโคลน การบริหารความเสี่ยง (risk management) เพื่อกำจัดความสูญเปล่าที่พบในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม มาประยุกต์ใช้ดังต่อไปนี้

4.4.1 ทำการประเมินความเสี่ยงของกระบวนการติดตั้งระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่ ผู้วิจัย และผู้เชี่ยวชาญแต่ละหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ระดมความคิดจากประสบการณ์ตรงในการระบุความเสี่ยงของกระบวนการที่มีโอกาสเกิดขึ้นได้ จากนั้นทำการวิเคราะห์ ประเมินโอกาส/ความเป็นไปได้ในการเกิดความเสี่ยง (probability) และความรุนแรงหากความเสี่ยงนี้เกิดขึ้นจริง (severity) แล้วเรียงลำดับความสำคัญของความเสี่ยงทั้งหมด เพื่อพิจารณาตัดสินใจเลือกเฉพาะความเสี่ยงมีระดับนัยสำคัญมากกว่า 16 คะแนนขึ้นไปมาดำเนินการปรับปรุง โดยใช้เกณฑ์ระดับโอกาศและผลกระทบที่เกิดความเสี่ยงในแต่ละด้านดังตารางที่ 4.1-4.2 และตารางประเมินความเสี่ยง (risk matrix) ดังตาราง

ที่ 4.3 ในการประเมินความเสี่ยง โดยระดับความเสี่ยงจำแนกตามสีในตารางประเมินความเสี่ยง (risk matrix) ซึ่งทางผู้วิจัยได้สรุปผลการประเมินความเสี่ยงของระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่ ก่อนทำการปรับปรุงดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.1 : เกณฑ์ระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง

Probability

A	**Event occurrence is remote and/ or never heard of in the E&P industry**
B	**Event occurrence is possible but unlikely or has happened few times in the E&P industry**
C	**Event has occurred several times in the E&P industry OR occurred in Site**
D	**Event has occurred several times per year in the E&P industry OR more than once per year in Site OR occurred at the location.**
E	**Events are frequent in the oil & gas industry OR occurred more than once per year at the location.**

ตารางที่ 4.2 : เกณฑ์ระดับผลกระทบที่เกิดความเสี่ยงในแต่ละด้าน

Impact to Personnel

1	**Minor** – Slight injury/illness (First Aid Case-FAC) OR No or slight damage to health e.g. non-toxic dusts (as an acute hazard)
2	**Moderate** – Cases of Medical Treatment Case (MTC) OR a single Restricted Work Day Case (RWDC). Minor health affects, which are reversible e.g. skin irritation, food poisoning.
3	**Serious** - Multiple cases of RWDC OR a single Lost Work Day Case (LWDC) Affecting work performance in the either short or long term, absence from work. Irreversible health damage without loss of life e.g. noise, poor manual handling tasks, hand/arm vibration syndrome, chemicals causing systemic system effects, repetitive strain injury.
4	**Major** - Multiple LWDC OR one or more permanent disability OR one Fatality from an accident/illness. Irreversible health damage with serious disability or death e.g. corrosive burns, known human carcinogens
5	**Catastrophic** - Multiple Fatalities from an accident e.g. chemical with acute toxic effects (Hydrogen sulphide, carbon monoxide), known human carcinogens (large exposed population)

Impact to Asset

1	**Minor Effect** – Minimal damage. Negligible down time or asset loss. Losses less than $10K.
2	**Moderate Effect** – Some asset loss, damage and/or downtime. Losses between $10K - $100K.
3	**Serious Effect** – Serious asset loss, damage to facility and/or down time. Losses between $100K - $5 M.
4	**Major Effect** – Major asset loss, damage to facility and/or down time. Losses between $5M - $50 M.
5	**Catastrophic Effect** – Massive asset loss, significant damage to facility and/or down time. Losses more than $50 M.

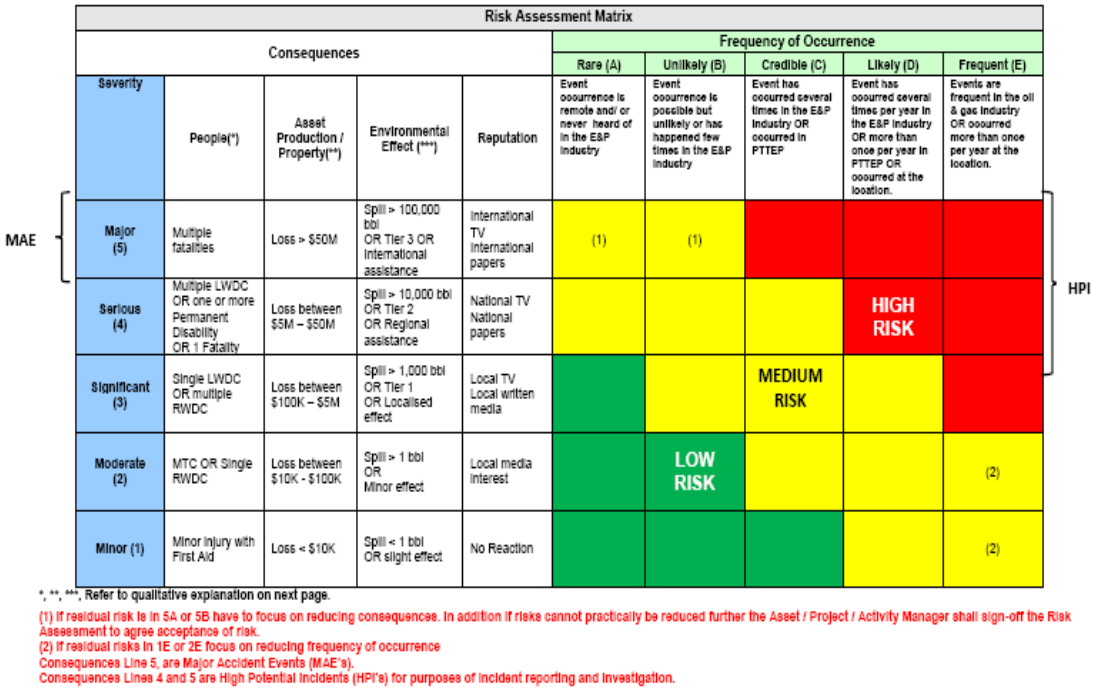
Impact to Environment

1	**Minor Effect** – Minor environmental damage, within the fence and within systems or vicinity of the installation. No or negligible financial consequences
2	**Moderate Effect** - Sufficiently large contamination or discharge to damage the environment, but no lasting effect. Single breach of statutory or prescribed limit, or single complaint.
3	**Localized Effect** - Limited discharges affecting the neighborhood and damaging the environment. Repeated breaches of statutory or prescribed limit, or many complaints.
4	**Major Effect** - Severe environmental damage. The company is required to take extensive measures to restore the damaged environment. Extended breaches of statutory or prescribed limits, or widespread nuisance.
5	**Catastrophic Effect** - Persistent severe environmental damage or severe nuisance extending over a large area. Loss of commercial, recreational use or nature conservancy, resulting in major financial consequences for the Company. Ongoing breaches well above statutory or prescribed limits.

Impact to Reputation

1	No Reaction
2	Local media interest
3	Local TV / Local written media
4	National TV / National papers
5	International TV / International papers

ตารางที่ 4.3 : ตารางประเมินความเสี่ยง (risk matrix)



Risk Assessment Matrix									
Consequences					Frequency of Occurrence				
					Rare (A)	Unlikely (B)	Credible (C)	Likely (D)	Frequent (E)
Severity	People(*)	Asset Production / Property(**)	Environmental Effect (***)	Reputation	Event occurrence is remote and/ or never heard of in the E&P industry	Event occurrence is possible but unlikely or has happened few times in the E&P industry	Event has occurred several times in the E&P industry OR occurred in PTTEP	Event has occurred several times per year in the E&P industry OR more than once per year in PTTEP OR occurred at the location.	Events are frequent in the oil & gas industry OR occurred more than once per year at the location.
Major (5)	Multiple fatalities	Loss > $50M	Spill > 100,000 bbl OR Tier 3 OR International assistance	International TV International papers	(1)	(1)			
Serious (4)	Multiple LWDC OR one or more Permanent Disability OR 1 Fatality	Loss between $5M – $50M	Spill > 10,000 bbl OR Tier 2 OR Regional assistance	National TV National papers				HIGH RISK	
Significant (3)	Single LWDC OR multiple RWDC	Loss between $100K – $5M	Spill > 1,000 bbl OR Tier 1 OR Localised effect	Local TV Local written media			MEDIUM RISK		
Moderate (2)	MTC OR Single RWDC	Loss between $10K - $100K	Spill > 1 bbl OR Minor effect	Local media interest		LOW RISK			(2)
Minor (1)	Minor Injury with First Aid	Loss < $10K	Spill < 1 bbl OR slight effect	No Reaction					(2)

MAE

HPI

*, **, ***, Refer to qualitative explanation on next page.

(1) If residual risk is in 5A or 5B have to focus on reducing consequences. In addition if risks cannot practically be reduced further the Asset / Project / Activity Manager shall sign-off the Risk Assessment to agree acceptance of risk.
(2) If residual risks in 1E or 2E focus on reducing frequency of occurrence
Consequences Line 5, are Major Accident Events (MAE's).
Consequences Lines 4 and 5 are High Potential Incidents (HPI's) for purposes of incident reporting and investigation.

ตารางที่ 4.4 การประเมินความเสี่ยงของระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่ ก่อนทำการปรับปรุง

	Project: Offline Cement for 3S s	RA for SIMOP: Cementing while Drilling																					
	Description: Drilling & Completion	List each task step to be risk assessed 1) Cement while drilling during the top hole batch drilling sequence 2) Cement while drilling during the intermediate batch drilling sequence 3) Cement while drilling during the reservoir batch drilling sequence																					
	Attendance:	(List all involved in the Risk Assessment)																					
Haz No.	Task Description	Risk/Hazard	Cause	Consequence	Risk (initial)						MAE	Controls	Risk (residue)						Recommendation	Action by	Date		
					People	Asset	Envi.	Reputation	Frequency	Risk			People	Asset	Envi.	Reputation	Frequency	Risk					
1	Scenario 1: - Drilling Riserless section. - Cementing 9-5/8" casing offline.	1) fire, explosion , uncontrolled gas release from sea bed. Platform sinks.	1) Bubble watcher is unable to tell from which well the gas come from. Shallow gas kick mitigation applied to the wrong well.	- People: 1 fatality max - Asset: <50MMUSD due to loss of platform. - Env: No Risk - Reputation: Local TV - Frequency: Rare (A)	4	4	1	3	A	M	Yes	- Pre-existing condition on drilling rig: Second flow line installed; Both flow line equipped with independent flow sensors and gas monitoring. Enough personnel available to handle both online and offline operation. - In case of shallow gas kick, apply high pump rate on both drilling and offline well (cement in progress) then evacuate the platform. - Only proceed with offline cementing while drilling if the platform is free from shallow anomaly (GSI). - Only proceed with offline cementing while drilling from the second well of the platform. If no shallow gas is found on the first well it is very unlikely to find a shallow gas on the other wells(close proximity of top hole sections).	2	1	1	1	A	L	- Ensure all personnel involved are aware or risks and mitigations. - Discuss the different incident scenarios and include those for the drills. - Ensue all work is supervised with competent personnel.	All personnel	
2	Scenario 2: - Drilling Riserless section. - Cementing 3-1/2" or 2-7/8"Tubing offline.	1) fire, explosion , uncontrolled gas release from sea bed. Platform sinks.	1) Bubble watcher is unable to tell from which well the gas come from. Shallow gas kick mitigation applied to the wrong well. **Uncompleted tubing cement job leading to reservoir gas release to surface.**	- People: Multiple fatalities - Asset: >50MMUSD due to loss of platform and cost of relief well control. - Env: No Risk - Reputation: National TV - Frequency: Rare (A)	5	5	1	4	A	M	Yes	- Pre-existing condition on drilling rig: Second flow line installed; Both flow line equipped with independent flow sensors and gas monitoring. Enough personnel available to handle both online and offline operation. - Platform location is free of shallow gas anomaly. - For infill platform there should be no induced shallow gas (from production, annulus pressure etc....), this shall be proven by any method (RST log, etc...) - There shall be no wells (from previous batch) with ongoing well intergrity issues (annulus pressure) - No shallow gas encountered during the riserless drilling of the first batch. - Kill mud ready (1.2sg) as per riserless drilling procedures. - In case of emergency, perform dynamic kill and shut in well being cemented in preparation for emergency pull away. - In GOT there is no history of shallow gas kick happening on the second and consequent batch, if no shallow gas kick on the first batch.	2	1	1	1	A	L	- Ensure all personnel involved are aware or risks and mitigations. - Discuss the different incident scenarios and include those for the drills. - Ensue all work is supervised with competent personnel.	All personnel	
3	Scenario 3: - Drilling 8-1/2" section (no reservoir gas objective). - Cementing 7" or 9-5/8" casing offline.	- Gas Kick while cementing. - Gas Kick while drilling. - Gas Kick while cementing and drilling	Ballooning; slow or no reaction due to poor monitoring or lack of sensors; Lack of supervision; Lack of training. Wrong line up.	- People: Multiple fatalities - Asset: <50MMUSD - Env: No Risk - Reputation: National TV - Frequency: Rare (A)	5	4	1	4	A	M	Yes	- Pre-existing condition on drilling rig: Second flow line installed; Both flow line equipped with independent flow sensors and gas monitoring. Enough personnel available to handle both online and offline operation. - There must be no gas reservoir encountered while drilling for the well to be cemented offline. - Annulus must be shut in as soon as the cement job in finished (regardless if there is ballooning or not. - There must be no pressure ramp in this section - Ensure to finish the offline circulation and the well is stable prior to start the drilling activities. - Ensure there is enough sensors (flow meter and gas monitoring) to be able to monitor both wells. - Walk the line prior to start the cement job to ensure the rig up is properly done. - There must be good communication between the teams for the correct mud pit line up. - Good supervision required for both Online and Offline cement job. - Data engineer to monitor well with drilling activity while Mud logger monitor offline cement activity. Pit volume to be monitored closely. - Ensure the crew involved are aware of all the risk and plausible scenarios leading to incident, clear instructions for each scenarios must be part of the JSA. - No risk of Gas Kick while cementing on offline well: If any gas reservoir is encountered while drilling the cement job will be performed online. - In case of Gas Kick while drilling on online well: Shut in well. Continue and finish cement job of offline well. Then resume well control on online well.	2	1	1	1	A	L	- Ensure all personnel involved are aware or risks and mitigations. - Discuss the different incident scenarios and include those for the drills. - Ensue all work is supervised with competent personnel.	All personnel	

ตารางที่ 4.4 การประเมินความเสี่ยงของระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่ ก่อนทำการปรับปรุง (ต่อ)

Haz No.	Task Description	Risk/Hazard	Cause	Consequence	Risk (initial)						MAE	Controls	Risk (residue)						Recommendation	Action by	Date
					People	Asset	Envi.	Reputation	Frequency	Risk			People	Asset	Envi.	Reputation	Frequency	Risk			
4	Scenario 4: - Drilling 6-1/8" section (Reservoir section). - Cementing 7" casing ,3-1/2" or 2-7/8"Tubing offline.	1) Gas Kick while cementing. 2) Gas Kick while drilling. 3) Gas Kick while cementing and drilling	Ballooning; slow or no reaction due to poor monitoring or lack of sensors; Lack of supervision; Lack of training. Wrong line up.	- People: Multiple fatalities - Asset: <50MMUSD - Env: No Risk - Reputation: National TV - Frequency: Unlikely (B)	5	4	1	4	B	M	Yes	- Pre-existing condition on drilling rig: Second flow line installed; Both flow line equipped with independent flow sensors and gas monitoring. Enough personnel available to handle both online and offline operation. - Ensure proper handover is made and good continuity of work when crew change. - Annulus must be shut in as soon as the cement job in finished (regardless if there is ballooning or not. - Ensure to finish the offline circulation and the well is stable prior to start the drilling activities. - Ensure there is enough sensors (flow meter and gas monitoring) to be able to monitor both wells. - Walk the line prior to start the cement job to ensure the rig up is properly done. - There must be good communication between the teams for the correct mud pit line up. - Good supervision required for both Online and Offline cement job. - Data engineer to monitor well with drilling activity while Mud logger monitor offline cement activity. Pit volume to be monitored closely. - Ensure the crew involved are aware of all the risk and plausible scenarios leading to incident, clear instructions for each scenarios must be part of the JSA. - Only drill the hydrostatic pressure zone, stop drilling prior to enter the pressure ramp until offline cement job is finished. - In case of Gas Kick while cementing on offline well: Shut in well with drilling activity. Perform well control and re-perform cement job. Once cement job completed open Online well and resume drilling activities. - In case of Gas Kick while drilling on online well: Shut in well. Continue and finish cement job of offline well. Then resume well control on online well. - In case of simultaneous gas kick: Shut in wells. Perform well control on offline well and re-perform cement job. Then resume well control on online well.	2	1	1	1	A	L	- Ensure all personnel involved are aware or risks and mitigations. - Discuss the different incident scenarios and include those for the drills. - Ensue all work is supervised with competent personnel.	All personnel	

หมายเหตุ : การประเมินความเสี่ยงในงานวิจัยนี้มีที่มาจากบริษัทกรณีศึกษา

ในส่วนของการประเมินความเสี่ยงของการติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ เพิ่มของระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่นั้น ได้ใช้เกณฑ์ระดับโอกาสและความรุนแรงที่จะเกิดความเสี่ยงดังตารางที่ 4.5-4.6 และตารางประเมินความเสี่ยง (risk matrix) ดังตารางที่ 4.7 ในการประเมินความเสี่ยง โดยระดับความเสี่ยงจำแนกตามสีในตารางประเมินความเสี่ยง (risk matrix) เป็นดังตารางที่ 4.8 ซึ่งทางผู้วิจัยได้สรุปผลการประเมินความเสี่ยงของการติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ เพิ่มของระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่ดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.5 : เกณฑ์ระดับโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยง

P	PROBABILITY	
5	Almost Certain	Almost inevitable. Possible to occur and the team have knowledge of a similar event. Likely to occur repeatedly during the operational life of the facility. Is expected to occur in most circumstances and/or more than once a year
4	High /likely	Not certain to happen but an additional factor may result in occurrence. More than average i.e. the team do not have direct knowledge but suspect that an event has occurred and represents a credible scenario. Likely to occur from time to time during the operational life of the facility. Will probably occur in most circumstances. and/or Happened at least once a year
3	Possible/ moderate	Could happen when additional factors are present, but otherwise unlikely. Average i.e. easy to postulate a scenario for the occurrence but considered doubtful. Likely to occur once during the operational life of the facility. Might occur at some time and/or Happened once in 5 years
2	Low/ unlikely	A rare combination of factors would be required for an occurrence. Conceivable but would require multiple failures of systems and controls. Unlikely to occur during the operational life of the rig. Could occur at some time and/or Happened before in Energy Drilling or known to have happened to other contractors
1	Very Low / rare	A freak combination of factors would be required for an occurrence. Not credible i.e. the team have never heard of the event occurring in the industry. Very unlikely to occur during the operational life of the facility. May occur only in exceptional circumstances

ตารางที่ 4.6 : เกณฑ์ระดับความรุนแรงที่จะเกิดความเสี่ยง

Severity Level	Slight (1)	Minor (2)	Moderate (3)	Major (4)	Catastrophe (5)
Safety and Health	FAC Slight injury or health effect – Not affecting work performance or affecting normal daily life.	MTC/ RWC Acute minor health effects, including restricted work cases.	Lost time injury (LTI) or illness 4 days max	Permanent Total Disability or single fatality	Multiple fatalities
Property Damage (USD)	Insignificant damage to equipment < 10,000	Damage to equipment requiring remedial repair 10,000-100k	Moderate damage to equipment >100k -1000k	Major damage to equipment or plant >1000k 10mil	Widespread plant and/or equipment damage > 10 Million

ตารางที่ 4.6 : เกณฑ์ระดับความรุนแรงที่จะเกิดความเสี่ยง (ต่อ)

Severity Level	Slight (1)	Minor (2)	Moderate (3)	Major (4)	Catastrophe (5)
Business Interruption (USD)	Insignificant loss of function/productivity <10,000	Minor loss of productivity 10,000-100,000	Moderate loss of productivity >100,000 - 1,000,000	Major loss of productivity >1,000,000 – 10 Million	Primary loss of productivity > 10 Million
Environmental	<100l -Minor effects on Environment (Insignificant damage)	>100l short-term effects but not affecting ecosystem functions (Minor damage, reversible)	> 1000l Serious medium term environment effects (Acute or chronic damage, reversible)	>10000l Very serious, long-term environment impairment of ecosystem functions (Chronic damage, irreversible)	Ongoing uncontrolled discharge - Very serious, long-term environment impairment of ecosystem functions.(Acute damage, irreversible) Breach of Regulation
Reputation	**· Low level social impacts. Public concern restricted to local complaints.** **· Minimal change in stakeholders' confidence** **· Impact lasting less than one month**	**· Local media coverage** **· Moderate change in stakeholder confidence** **· Impact lasting between one and three months**	**Attention from regional media and/or heightened concern by local community.** **Criticism by Non-Government Organizations (NGO).**	**· National media coverage** **· Significant change in stakeholder confidence** **· Impact lasting more than three months** **· Attracts regulators' attention**	**· International media coverage** **· Dramatic change in stakeholder confidence** **· Impact lasting more than 12 months/ irrecoverable** **· Share price may be affected.**

ตารางที่ 4.7 : ตารางประเมินความเสี่ยง (risk matrix)

		ความรุนแรง (SEVERITY)				
		Slight	Minor	Moderate	Major	Catastrophe
		A(1)	B(2)	C(3)	D(4)	E(5)
โอกาส (PROBABILITY)	5 Almost Certain	M(5)	H(10)	H(15)	E(20)	E(25)
	4 Highly Likely	L(4)	M(8)	H(12)	H(16)	E(20)
	3 Possible / Moderate	L(3)	M(6)	M(9)	H(12)	H(15)
	2 Low / Unlikely	L(2)	L(4)	M(6)	M(8)	H(10)
	1 Very Low / Rare	L(1)	L(2)	L(3)	L(4)	M(5)

ตารางที่ 4.8 : ระดับความเสี่ยงจำแนกตามสี

ระดับความเสี่ยง	ระดับคะแนน	แทนด้วยสี	ความหมาย
ต่ำ (low risk : L)	1-4	สีเขียวเข้ม	จัดการเพื่อการปรับปรุงอย่างต่อเนื่อง แม้ว่า Energy Drilling อาจกำหนดลำดับความสำคัญต่ำกว่าสำหรับการลดความเสี่ยงมากขึ้น
ปานกลาง (moderate risk : M)	5 - 9	สีเขียวอ่อน	จัดการเพื่อการปรับปรุงอย่างต่อเนื่องผ่านการใช้งานระบบการจัดการ QHSE อย่างมีประสิทธิภาพ
สูง (high risk : H)	10 - 16	สีเหลือง	มีการบ่งชี้ การใช้มาตรการควบคุมและการฟื้นฟู เพื่อลดความเสี่ยงให้ต่ำที่สุดเท่าที่จะต่ำได้และสมเหตุสมผล (ALARP : As low as reasonably practicable)
สูงมาก (extreme risk : E)	17 - 25	สีแดง	มีการบ่งชี้ การใช้มาตรการควบคุมและการฟื้นฟู เพื่อลดความเสี่ยงต่อ ALARP และจัดทำเอกสารการทดลองของ ALARP โดยใช้ Bow-Tie หรือวิธีการที่เทียบเท่า

ตารางที่ 4.9 การประเมินความเสี่ยงการติดตั้งท่อขนาด 6 นิ้ว (6 inch return line) ก่อนทำการปรับปรุง

#	Risk Description	Risk Severity Before Treatment			Risk Treatment Plan	Ability to Influence (H, M, L)	Action Plan	Residual Risk Severity After Treatment		
		Probability	Severity	Consequence				Probability	Severity	Consequence
1	Current platform not sufficient for intent of additional weight of return line.	4 - High /likely	4 - Major	16	Reduce Likelihood	Moderate	Platform fabrication to be independently designed, verified and inspected.	2 - Low/ unlikely	4 - Major	8
2	Installation platform design not sufficient for use	4 - High /likely	4 - Major	16	Reduce Likelihood	Moderate	Platform fabrication to be independently designed, verified and inspected.	1 - Very Low / rare	4 - Major	4
3	Installation platform fabrication not sufficient for continuous use and additional weight of personnel during rig up and down operations	4 - High /likely	5 - Catastrophe	20	Reduce Likelihood	Moderate	Platform fabrication to be independently designed, verified and inspected.	1 - Very Low / rare	5 - Catastrophe	5
4	Restriction of access for personnel during rig up and down of Return Lines	4 - High /likely	3 - Moderate	12	Reduce Likelihood	Moderate	Platform fabrication to be designed through onsite verification and consideration of personnel use, engineering safety in, not relying PPE as last resort	1 - Very Low / rare	3 - Moderate	3
5	Addition of flow line and valves hamper access to area for maintenance of other equipment	4 - High /likely	3 - Moderate	12	Reduce Likelihood	Moderate	During design phase ensure access is part of design criteria	1 - Very Low / rare	3 - Moderate	3
6	Additional flow line installation interfere with skidding operations on platforms	5 - Almost Certain	4 - Major	20	Eliminate Risk	Limited	Ensure platform structure that could interfere be removed prior to arrival on site	1 - Very Low / rare	4 - Major	4

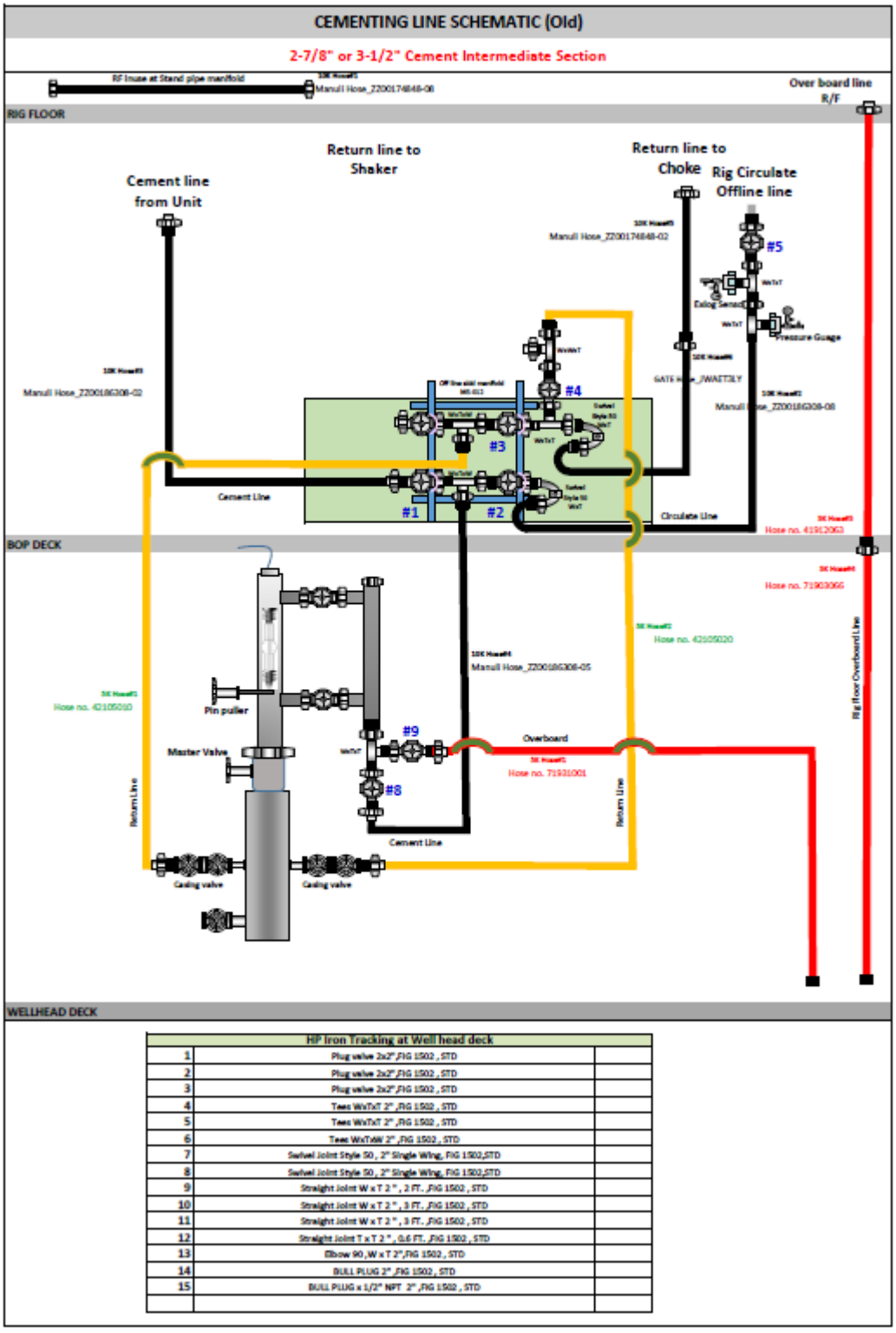
ตารางที่ 4.9 การประเมินความเสี่ยงการติดตั้งสายขนาด 6 นิ้ว (6 inch return line) ก่อนทำการปรับปรุง (ต่อ)

#	Risk Description	Risk Severity Before Treatment			Risk Treatment Plan	Ability to Influence (H, M, L)	Action Plan	Residual Risk Severity After Treatment		
		Probability	Severity	Consequence				Probability	Severity	Consequence
7	Additional Hot work when return re-route for use on mud ditch	4 - High /likely	4 - Major	16	Eliminate Risk	Moderate	Design of return to incorporate the use of flanges, and be modular to facilitate various configurations, of the different platforms	2 - Low/ unlikely	4 - Major	8
8	Creating additional pinch points / ILOF / Struck by hazards due to proximity of flanges during installation and removal	5 - Almost Certain	4 - Major	20	Reduce Likelihood	Limited	Platform fabrication to be designed through onsite verification and consideration of personnel use, engineering safety in, not relying PPE as last resort	2 - Low/ unlikely	4 - Major	8

หมายเหตุ : การประเมินความเสี่ยงในงานวิจัยนี้มีที่มาจากบริษัทกรณีศึกษา

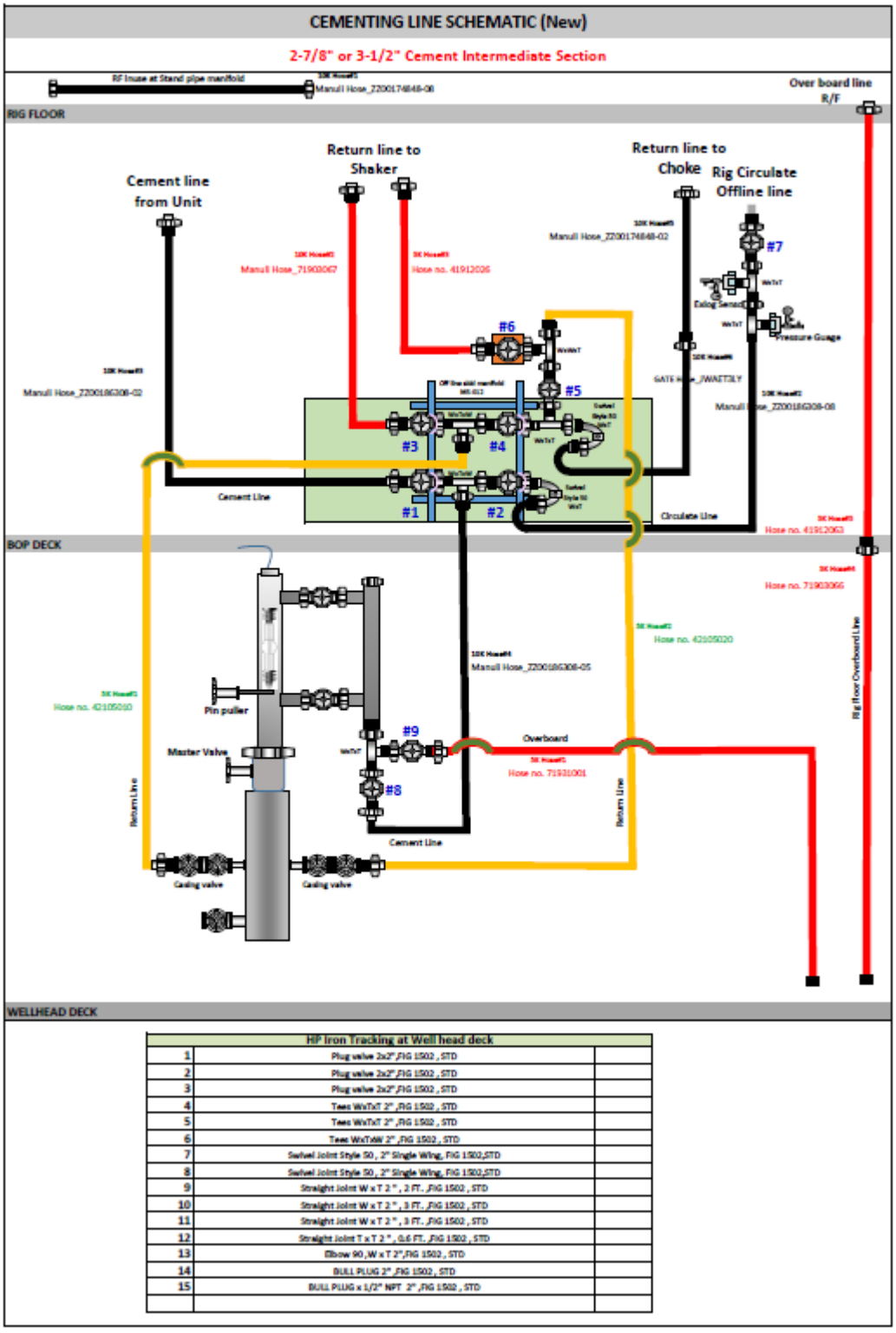
4.4.2 ออกแบบแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่ เพื่อลดเวลาสูญเปล่าจากการรอคอยน้ำโคลนใหม่

ผู้วิจัย และทีมผู้เชี่ยวชาญแต่ละหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ร่วมกันออกแบบแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่ พิจารณาจาก 1) ส่วนผสม ความหนาแน่น และความหนืดของน้ำโคลน 2) ตำแหน่งของการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมต่างๆ และ 3) ชุดอุปกรณ์เพิ่มเติมต่างๆ เช่น ท่อเหล็ก ท่อยางพอลิเมอร์ และวาล์วควบคุม เป็นต้น ให้สอดคล้องกับการใช้งาน ซึ่งได้ทำการออกแบบโดยเพิ่มการติดตั้งสายขนาด 2 นิ้ว และวาล์วควบคุมการไหลของน้ำโคลนบริเวณหัวหลุม (Wellhead area) ในแผนผัง CEMENTING LINE SCHEMATIC ก่อนการปรับปรุงดังภาพที่ 4.9 และหลังการปรับปรุง ดังภาพที่ 4.10 และได้ออกแบบโดยเพิ่มการติดตั้งท่อขนาด 6 นิ้ว บริเวณบ่อกักเก็บน้ำโคลน (Mud Pit) วางเป็นแนวขนานกับท่อเดิมที่มีขนาด 12 นิ้ว ในแผนผัง Mud Suction & Return Line Diagram ก่อนการปรับปรุงดังภาพที่ 4.11 และหลังการปรับปรุง ดังภาพที่ 4.12 เพื่อลำเลียงน้ำโคลนใหม่ที่มีสภาพเหมาะสมต่อการใช้เจาะหลุมผลิตใหม่



HP Iron Tracking at Well head deck		
1	Plug valve 2x2",FIG 1502 , STD	
2	Plug valve 2x2",FIG 1502 , STD	
3	Plug valve 2x2",FIG 1502 , STD	
4	Tees WxTxT 2" ,FIG 1502 , STD	
5	Tees WxTxT 2" ,FIG 1502 , STD	
6	Tees WxTxW 2" ,FIG 1502 , STD	
7	Swivel Joint Style 50 , 2" Single Wing, FIG 1502,STD	
8	Swivel Joint Style 50 , 2" Single Wing, FIG 1502,STD	
9	Straight Joint W x T 2 " , 2 FT. ,FIG 1502 , STD	
10	Straight Joint W x T 2 " , 3 FT. ,FIG 1502 , STD	
11	Straight Joint W x T 2 " , 3 FT. ,FIG 1502 , STD	
12	Straight Joint T x T 2 " , 0.6 FT. ,FIG 1502 , STD	
13	Elbow 90 ,W x T 2",FIG 1502 , STD	
14	BULL PLUG 2" ,FIG 1502 , STD	
15	BULL PLUG x 1/2" NPT 2" ,FIG 1502 , STD	

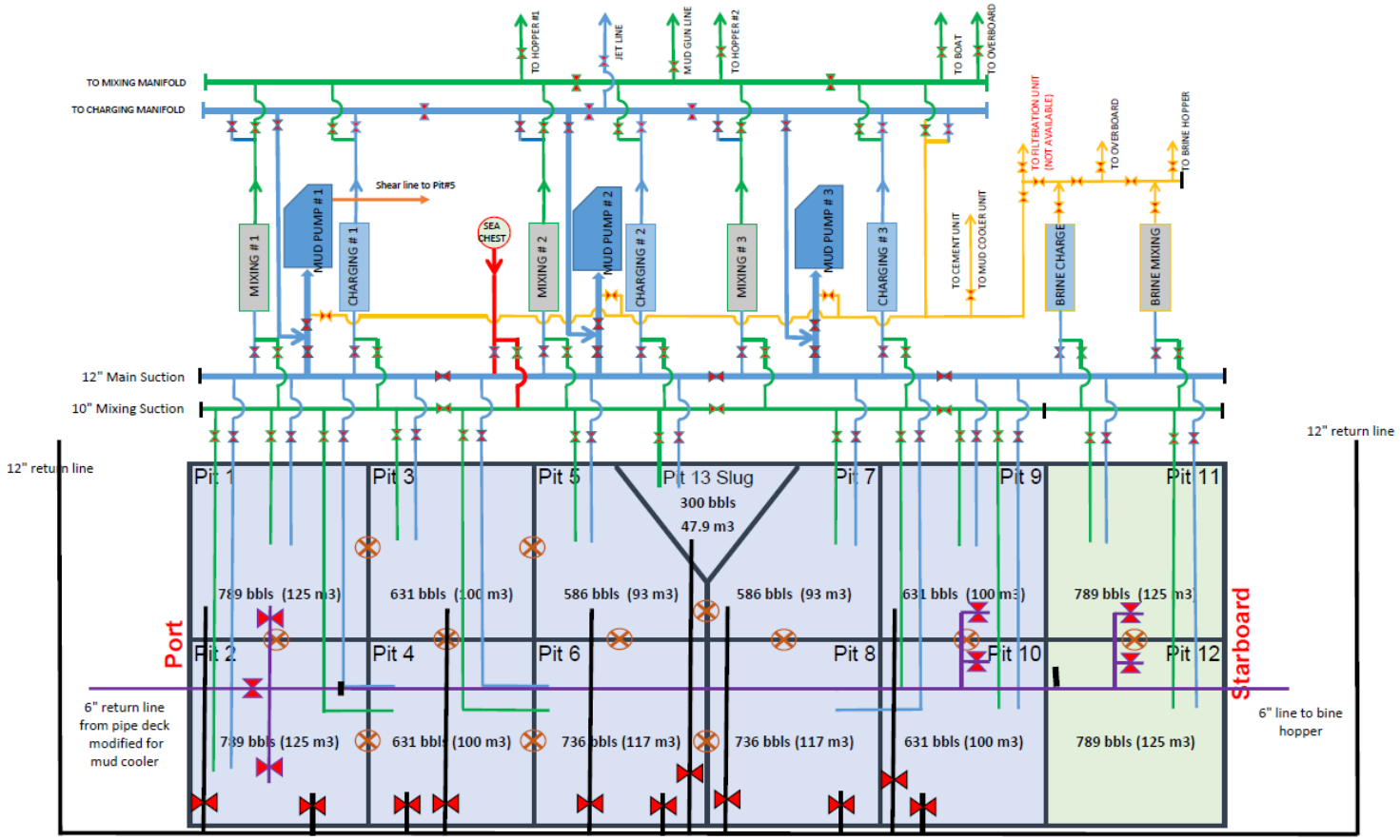
ภาพที่ 4.9 CEMENTING LINE SCHEMATIC ก่อนการปรับปรุง



HP Iron Tracking at Well head deck		
1	Plug valve 2x2",FIG 1502 , STD	
2	Plug valve 2x2",FIG 1502 , STD	
3	Plug valve 2x2",FIG 1502 , STD	
4	Tees WxTxT 2" ,FIG 1502 , STD	
5	Tees WxTxT 2" ,FIG 1502 , STD	
6	Tees WxTxW 2" ,FIG 1502 , STD	
7	Swivel Joint Style 50 , 2" Single Wing, FIG 1502,STD	
8	Swivel Joint Style 50 , 2" Single Wing, FIG 1502,STD	
9	Straight Joint W x T 2 " , 2 FT. ,FIG 1502 , STD	
10	Straight Joint W x T 2 " , 3 FT. ,FIG 1502 , STD	
11	Straight Joint W x T 2 " , 3 FT. ,FIG 1502 , STD	
12	Straight Joint T x T 2 " , 0.6 FT. ,FIG 1502 , STD	
13	Elbow 90 ,W x T 2",FIG 1502 , STD	
14	BULL PLUG 2" ,FIG 1502 , STD	
15	BULL PLUG x 1/2" NPT 2" ,FIG 1502 , STD	

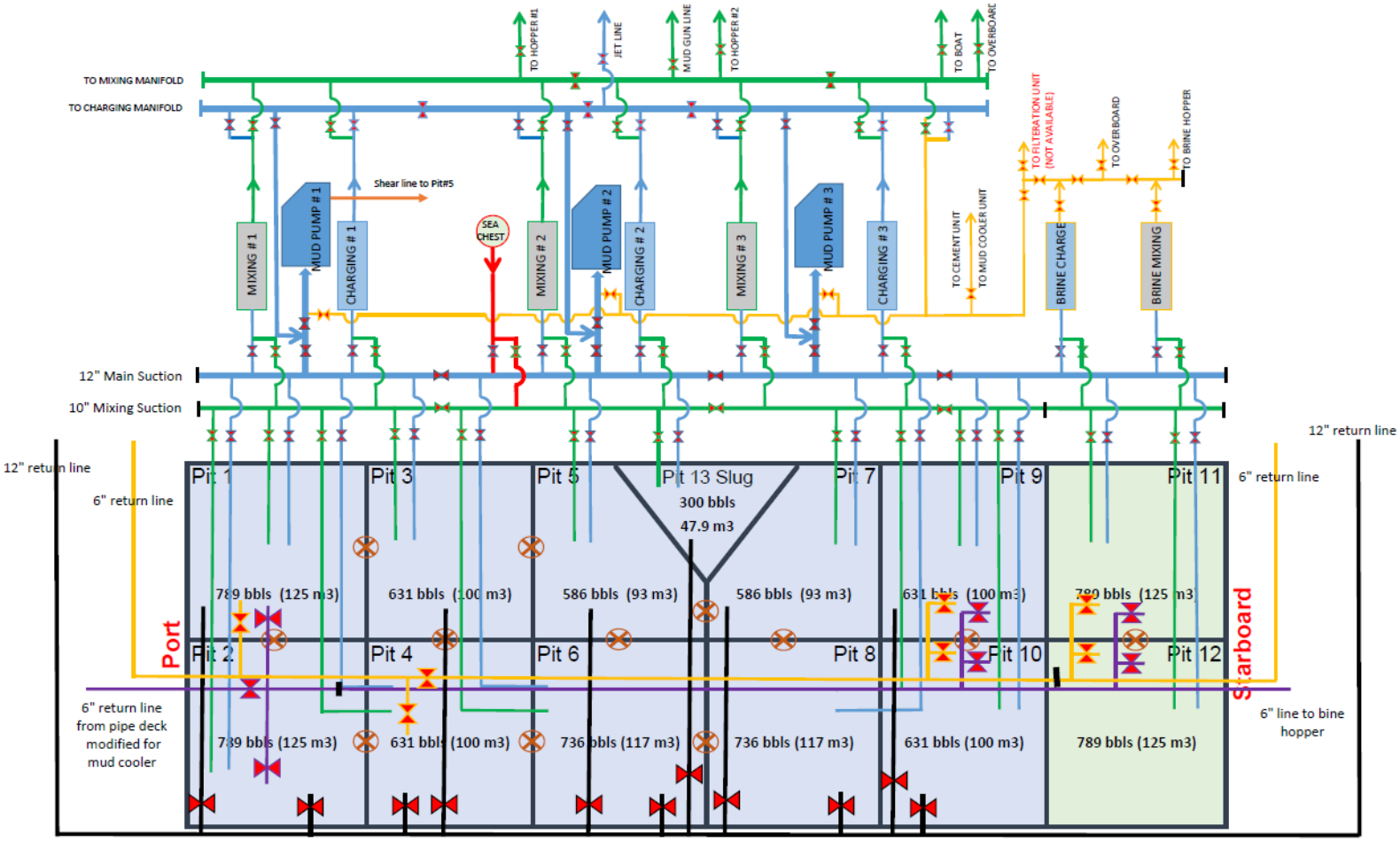
ภาพที่ 4.10 CEMENTING LINE SCHEMATIC หลังการปรับปรุง

Mud Suction & Return Line Diagram



ภาพที่ 4.11 Mud Suction & Return Line Diagram ก่อนการปรับปรุง

Mud Suction & Return Line New Diagram



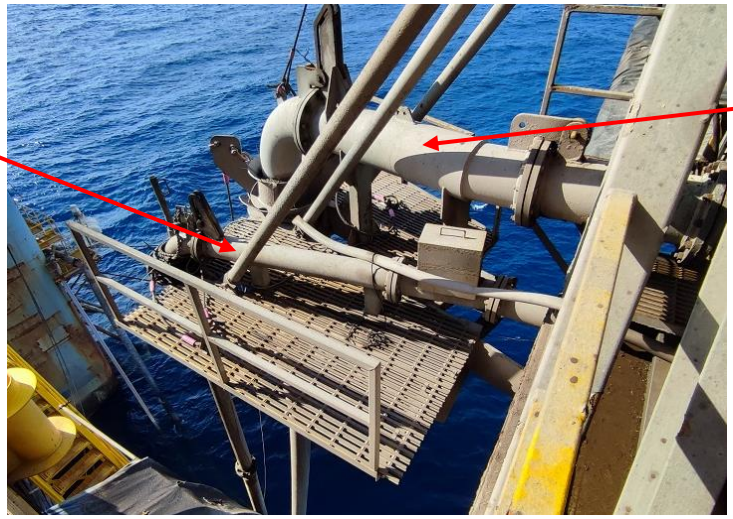
ภาพที่ 4.12 Mud Suction & Return Line New Diagram หลังการปรับปรุง

4.4.3 ติดตั้งชุดอุปกรณ์เพิ่มเติมต่างๆ ตามแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

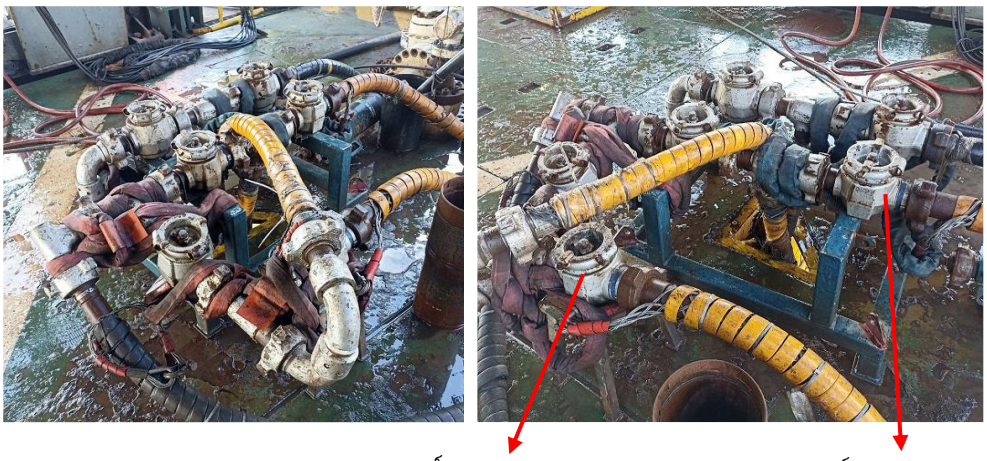
จากการออกแบบแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่ พบว่า จะมีการติดตั้งชุดอุปกรณ์ต่างๆ 3 จุด คือ 1)บริเวณหัวหลุม (Wellhead area) 2)บริเวณชุดตะแกรงร่อน (Shale shaker) และ 3)บริเวณบ่อกักเก็บน้ำโคลน (Mud Pit) ดังต่อไปนี้

1.บริเวณหัวหลุม (Wellhead area)

ทำการปรับปรุงโดยการติดตั้งสายขนาด 2 นิ้ว เพิ่มจำนวน 2 เส้น เพื่อให้น้ำโคลนที่ไหลกลับจากหลุมต่อเข้ากับวาล์วหมายเลข 3 และหมายเลข 6 ผ่านเข้าไปยังท่อขนาด 2 นิ้ว บริเวณชุดตะแกรงร่อน ดังภาพที่ 4.13 และ 4.14



ภาพที่ 4.13 การติดตั้งสายขนาด 2 นิ้ว เพิ่มบริเวณหัวหลุม



ภาพที่ 4.14 การต่อสายเข้ากับวาล์วหมายเลข 3 และหมายเลข 6

2.บริเวณชุดตะแกรงร่อน (Shale shaker)

ทำการปรับปรุงโดยการติดตั้งท่อขนาด 2 นิ้ว จำนวน 2 เส้น เพื่อรับน้ำโคลนไหลกลับจากบริเวณหัวหลุมเพื่อเข้ามายังตะแกรงร่อนหมายเลข 2 ก่อนที่น้ำโคลนที่ไหลกลับจากหลุมจะรวมกันแล้วไหลผ่านต่อไปยังท่อขนาด 6 นิ้ว ซึ่งติดตั้งขึ้นใหม่ และวางขนานกับท่อขนาด 12 นิ้ว เดิม ดังภาพที่ 4.15

ภาพที่ 4.15 การติดตั้งท่อขนาด 2 นิ้ว บริเวณชุดตะแกรงร่อน

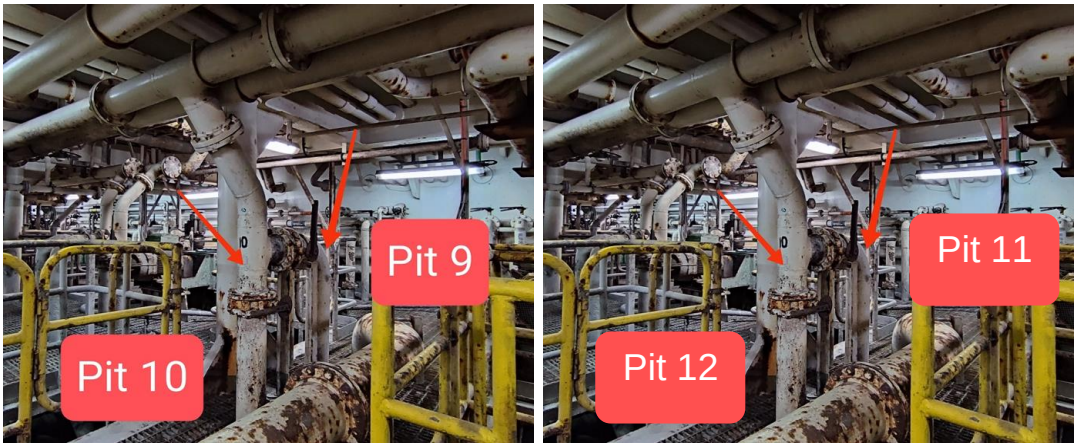
Return line under shaker.

ภาพที่ 4.15 การติดตั้งท่อขนาด 2 นิ้ว บริเวณชุดตะแกรงร่อน (ต่อ)

3.บริเวณบ่อกักเก็บน้ำโคลน (Mud Pit)

ทำการปรับปรุงโดยการติดตั้งท่อแยกขนาด 6 นิ้ว เพื่อรับน้ำโคลนที่ไหลกลับจากหลุมที่พร้อมทำซีเมนต์ โดยมีการติดตั้งวาล์วให้สามารถแยกรับน้ำโคลนมายังบ่อหมายเลข 1 บ่อหมายเลข 4 บ่อหมายเลข 9 บ่อหมายเลข 10 บ่อหมายเลข 11 และบ่อหมายเลข 12 โดยจะทำการรับกลับมายังบ่อบ่อหมายเลข 1 เป็นบ่อหลักก่อน ดังภาพที่ 4.16

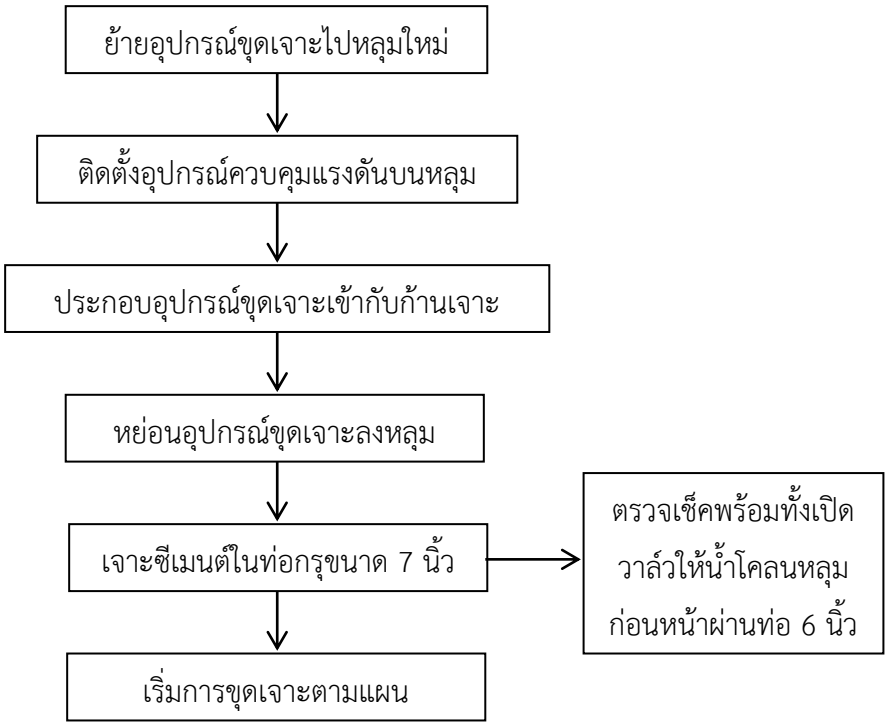
ภาพที่ 4.16 การติดตั้งท่อแยกขนาด 6 นิ้ว และบ่อแยกรับน้ำโคลนแต่ละหมายเลข



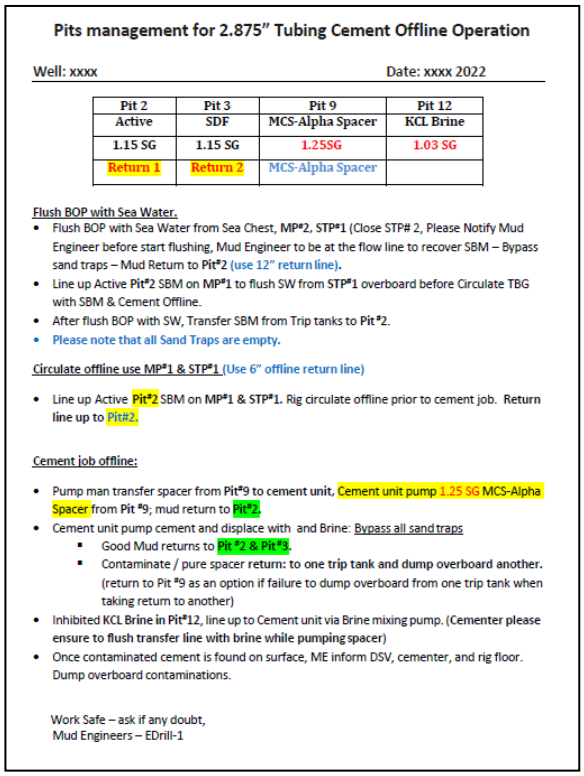
ภาพที่ 4.16 การติดตั้งท่อแยกขนาด 6 นิ้ว และบ่อแยกรับน้ำโคลนแต่ละหมายเลข (ต่อ)

4.4.4 จัดทำเอกสารมาตรฐานการทำงานของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

ผู้วิจัยได้ปรับปรุงแผนการดำเนินงานเพื่อเจาะขนาดหลุมผลิตแบบใหม่ ดังภาพที่ 4.17 และกำหนดเป็นเอกสารมาตรฐานการทำงานของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่ เพื่อกำหนดเป็นแนวทางในการปฏิบัติงานให้กับพนักงานที่เกี่ยวข้อง ดังภาพที่ 4.18



ภาพที่ 4.17 แผนการดำเนินงานเพื่อเจาะขนาดหลุมผลิตแบบใหม่ หลังการปรับปรุง



Pits management for 2.875" Tubing Cement Offline Operation

Well: xxxx Date: xxxx 2022

Pit 2	Pit 3	Pit 9	Pit 12
Active	SDF	MCS-Alpha Spacer	KCL Brine
1.15 SG	1.15 SG	1.25SG	1.03 SG
Return 1	Return 2	MCS-Alpha Spacer	

Flush BOP with Sea Water.

- Flush BOP with Sea Water from Sea Chest, MP#2, STP#1 (Close STP# 2, Please Notify Mud Engineer before start flushing, Mud Engineer to be at the flow line to recover SBM – Bypass sand traps – Mud Return to Pit#2 (use 12" return line).
- Line up Active Pit#2 SBM on MP#1 to flush SW from STP#1 overboard before Circulate TBG with SBM & Cement Offline.
- After flush BOP with SW, Transfer SBM from Trip tanks to Pit #2.
- Please note that all Sand Traps are empty.

Circulate offline use MP#1 & STP#1 (Use 6" offline return line)

- Line up Active Pit#2 SBM on MP#1 & STP#1. Rig circulate offline prior to cement job. Return line up to Pit#2.

Cement job offline:

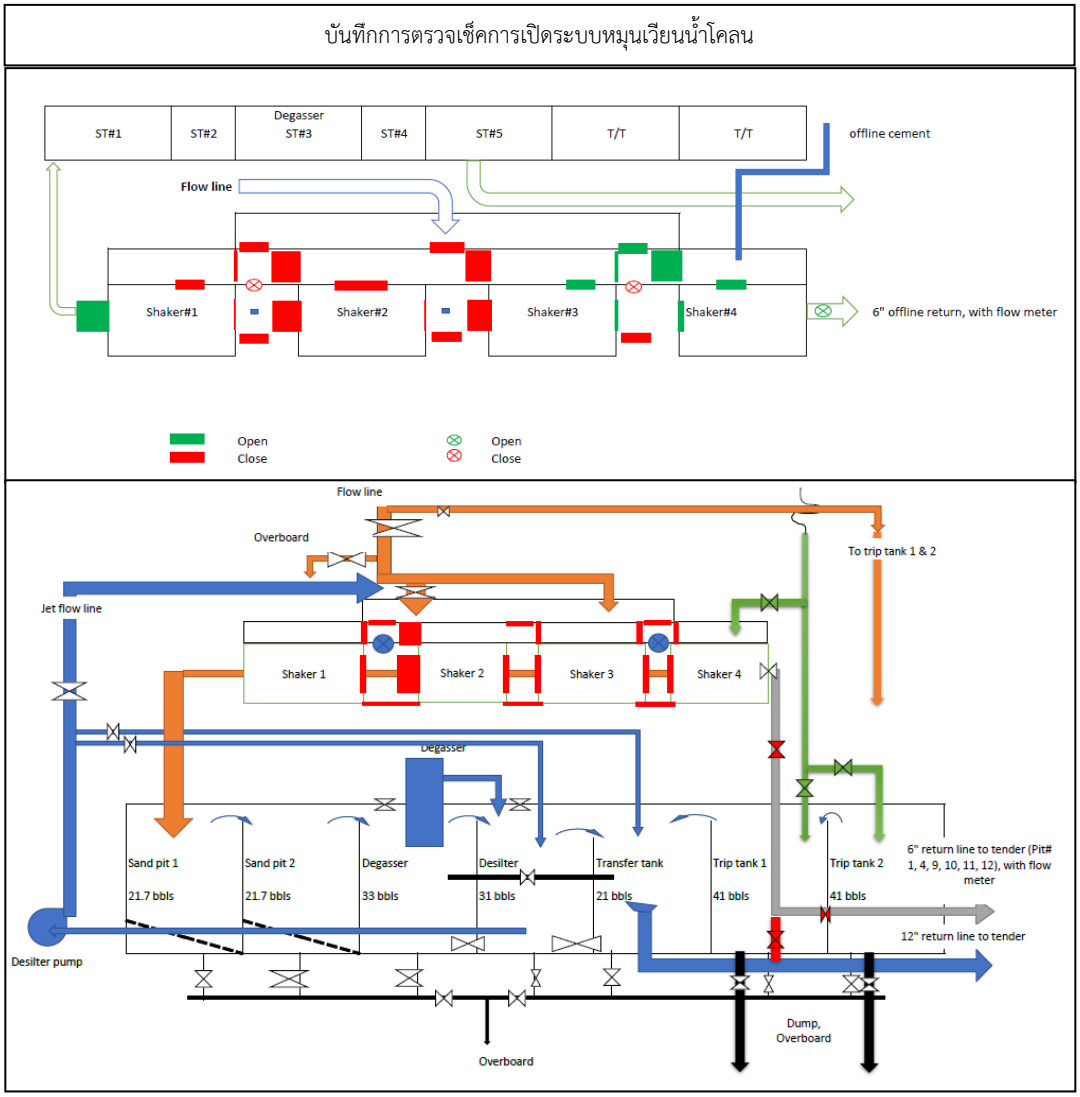
- Pump man transfer spacer from Pit#9 to cement unit, Cement unit pump 1.25 SG MCS-Alpha Spacer from Pit #9; mud return to Pit#2.
- Cement unit pump cement and displace with and Brine: Bypass all sand traps
  - Good Mud returns to Pit #2 & Pit #3.
  - Contaminate / pure spacer return: to one trip tank and dump overboard another. (return to Pit #9 as an option if failure to dump overboard from one trip tank when taking return to another)
- Inhibited KCL Brine in Pit#12, line up to Cement unit via Brine mixing pump. (Cementer please ensure to flush transfer line with brine while pumping spacer)
- Once contaminated cement is found on surface, ME inform DSV, cementer, and rig floor. Dump overboard contaminations.

Work Safe – ask if any doubt,
Mud Engineers – EDrill-1

ภาพที่ 4.18 เอกสารมาตรฐานการทำงานของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

4.4.5 จัดทำเอกสารบันทึกการตรวจสอบระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

ผู้วิจัยได้จัดทำเอกสารบันทึกการตรวจสอบการเปิดระบบหมุนเวียนน้ำโคลนแบบใหม่ เพื่อเป็นการตรวจติดตามประสิทธิภาพการทำงานของระบบและอุปกรณ์ต่างๆ รวมถึงป้องกันการปะปนกันของน้ำโคลนเก่าและใหม่ดังภาพที่ 4.19 บันทึกการตรวจวัดคุณสมบัติน้ำโคนที่หมุนเวียนผ่านท่อปกติขนาด 12 นิ้ว เดิม ดังภาพที่ 4.20 และบันทึกการตรวจวัดคุณสมบัติน้ำโคลนผ่านท่อขนาด 6 นิ้วที่ปรับปรุงใหม่ ดังภาพที่ 4.21 โดยวิศวกรน้ำโคลน (Mud Engineer) เป็นผู้ตรวจสอบ ดังภาพที่ 4.22 หลังจากการตรวจสอบคุณภาพน้ำโคลนที่มีสภาพพร้อมใช้งานเรียบร้อยแล้วทีม cement จะทำการสลับวาล์วเพื่อทำการหมุนเวียนน้ำโคลนของหลุมที่เจาะเสร็จแล้ว ดังภาพที่ 4.23



ภาพที่ 4.19 บันทึกการตรวจสอบการเปิดระบบหมุนเวียนน้ำโคลนแบบใหม่

6.125 " Interval

MUD REPORT No. 12

Operator :		Field/Area :		Depth/TVD :	
Report For :		Description :		Date :	
Well Name :		Location :		Spud Date :	
Contractor/Rig:		Water Depth :		Mud Type :	
Report For :		Log-It # :		Activity :	

DRILLING ASSEMBLY

CASING

9.625 in csg @ 335.77 m (335.1 TVD)
7 in csg @ 2556.60 m (1670.64 TVD)
2 7/8 in Tubing @ 4677.3m (3433.64TVD)

MUD VOLUME (m³)

Hole	Active Pits
Total Cir Vol	Reserve

Depth Drilled Last 24 hr m

Volume Drilled Last 24 hr m3

CIRCULATION DATA

Pump Make	NATIONAL 1	NATIONAL 1
Pump Liner x Stk	6.0x14in	6.0x14in
Pump Capacity	0.119 bps	0.119 bps
Pump stk/min	@97%	@97%
Flow Rate	L/min	
Pump Pressure	psi	
Bottoms Up	/ min/ stk	
Total Circulation	/ min/ stk	

MUD PROPERTIES

Sample From		Flowline @ 17:30				
FlowLine Temp	°C	56				
Depth/TVD	m	4687.00 / 3442.09				
Mud Weight /Temp	sp.gr. @ °C	1.48 @ 56				
Funnel Viscosity	sec/qt	92				
Rheology Temp	°C	65				
R600/R300		90 / 53				
R200/R100		38 / 27				
R6/R3		12 / 11				
PV	cP	37				
YP	lb/100ft²	16				
10s/10m/30m Gel	lb/100ft²	16 / 25 / 26				
Sand Content	%vol	0.1				
HTHP Fluid Loss	cc/30min	1.5 @ 200				
Cake APT/HT	1/32"	1				
Unc Ret Solids		22.0				
Correct Solids	%vol	20.6				
Oil	%vol	62.5				
Uncorr Water	%vol	15.5				
Oil/Water Ratio		80/20				
Alkal Mud (Pom)		1.10				
Cl- Whole Mud	mg/L	34000				
Salt weight	%wt	25.56				
WPS	ml/L	201195				
Lime	kg/m³	4.1				
E-Stability	V	845				
Viscometer Sag Test	SG	0.031				

SOLIDS ANALYSIS

Salt Wt	%wt	25.56				
Salt Conc	kg/m³	314.86				
Adjusted Solids	%vol	20.6				
Average SG Solids		3.78				
Low Gravity	%	4.77				
Low Gravity Wt.	kg/m³	114.51				
High Gravity	%	15.83				
High Gravity Wt.	kg/m³	664.77				

PRODUCTS USED Last 24 hr

Products	Size	Amount

MUD ENGINEER	
SECOND MUD ENGINEER	
MUD ENGINEER (Quarantine)	
SECOND MUD ENGINEER (Quarantine)	

SOLIDS CONTROL EQUIPMENT Last 24 hr

Type	Model/Size	Hrs Used
VSM 300 Shale Shakers	API35/120	9.0
VSM 300 Shale Shakers	API35/170	
VSM 300 Shale Shakers	API35/170	
VSM 300 Shale Shakers	API35/170	
Derrick Centrifuges	DE-1000	
Derrick Centrifuges	DE-1000	
Derrick Centrifuges	DE-1000	
SCOMI Cutting Dryer	EXTRACTOR	

MUD PROPERTY SPECS min-max

			Actual
E-Stability	Volt	>900	845
Oil/Water Ratio	sec/qt	75/25 - 80/20	80/20
HTHP Fluid Loss	cc/30min	<2.0	1.5 @ 200
LGS	%	<5	4.77
LSYP		12-25	10
YP	lb/100ft²	12-25	16

REMARKS AND TREATMENT

- Mud check #1: Bottom up sample 2-7/8" tubing land depth at Cir. at 4677.3 mMD.
- Transfer SDF 296 m3 and chemicals inventory to BK-46-N. Engineering cost effect on BK-46-N.
- Update comment after finish cement job;
- During cement job and displacement, observe contaminated spacer 27 lbbl and pure spacer 153 lbbl. Circulation before cement, observed No loss.Before pumping cement, observed gain 22 lbbl. Pumping cement, observed loss -23.4 lbbl. Displacement, observed loss -2.3 lbbl. Whole cement job is loss -3.7 lbbl.

REMARKS

- Continue RIH 2-7/8" tubing and install SV-2. Flush wellhead profile with SW.
- RIH 2-7/8" tbg land depth at 4677.3 mMD/ 3433.64mTVD.
- Skid to BK-46-N. Perform offline cement job as per program.
- Offline circulate BU 2-7/8" tbg - Cir. Landed at 4677.3mMD with break circulate 2046 psi, 10 SPM, (Max gas 0%, Max MW-out 1.48 SG).

TIME DISTRIBUTION Last 24 hrs

Run completion	12

Wireline Data

EMW (sg)	1.39-1.46
Max BHST	205
Hole size from caliper	6.14

MUD VOL ACCTG (m³)

Base Oil Added	
Water Added	
Chemicals Added	
Mud Received	
Mud Returned	296.00
Tripping	
Interface	4.04
Pit Cleaning	
Centrifuge Active	
Centrifuge Cutback	
Shaker/Dryer	
Seepage	
Formation/ Downhole	
Evaporation	
Left in Hole	
Total Loss	4.04
End Volume	
Cum Built Section	141.88
Cum Surface Lost	136.38
Cum Form Lost	
Cum Lost Section	136.38

Product Concentrations (kg/m³)

BARITE		674.78
CALCIUM CHLORIDE	20 - 25 % by weight	14.46
CARBO-MUL HT	22.8	21.25
CARBOGEL	4.28	3.21
DFE-4023, 10 KG BA	As required	1.48
DFE-938		
LIME	11.4	15.48
MAGMA-TROL	2.14	2.04
MAGMA-VERT		16.90
OVA-VIS	As required	0.91
OVAGEL HT	4.28	3.07
OVAGEL LT		
OVATROL HT	17.1	9.03
OVATROL XHT		9.25
SYN GRAPHITE F		
SYN GRAPHITE M		

RHEOLOGY & HYDRAULICS

n	
k	
Tauy	
Bit loss, psi	
HHP, %	
Jet Velocity, m/s	
Va Pipe, m/min	
Va Collars, m/min	
CVa Pipe, m/min	
CVa Collars, m/min	
ECD at Shoe, sp.gr.	
ECD at TD, sp.gr.	

PTTEP REQUIRED DATA

%OOC	
BHCT	189.00
Hole Angle	29.39

Engineer	Phone	email	Whse Phone	Rig Phone	Daily cost	Cumulative Cost
						$187,633.48

ภาพที่ 4.20 บันทึกการตรวจวัดคุณสมบัติน้ำโคนที่หมุนเวียนผ่านท่อปกติขนาด 12 นิ้ว เดิม

Mud Condition Monitoring:

Objective:

1. Monitor mud after making a trip or circulate bottom up after leaving the well in static condition.
such as: Bit trip, fishing job, wiper trip, tubing job, or any request from DSM.
2. Check every 10 mins while circ btm's up.

1. Well name:

2. Date of circulation:

3. Time since stop circulating mud: 51 hrs.
Bottom Up Temperature Centigrade

4. Circ at DHSV
- Break circulation pressure/pump rate psi SPM
- Break circ 1 bpm until mud returns. Shut the pump off. Record static stand pipe pressure psi.
- Break circulation depth MD m

5. Intermediate Break Circulation
- Break circulation pressure/pump rate psi SPM
- Break circ 1 bpm until mud returns. Shut the pump off. Record static stand pipe pressure psi.
- Break circulation depth MD m.

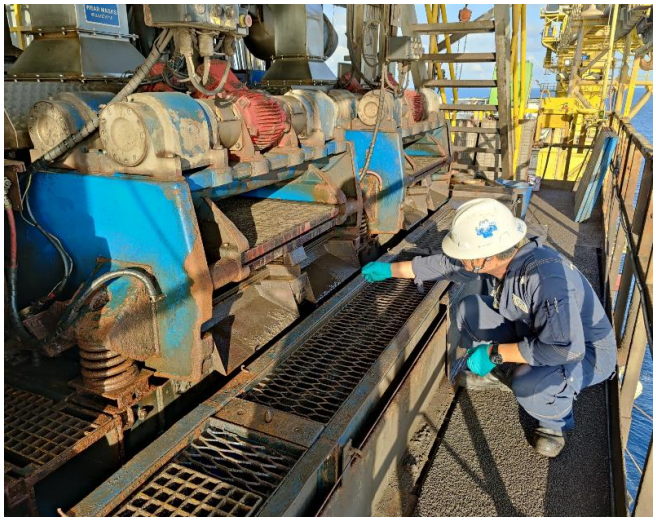
6. When liner hanger is at setting depth
- Break circulation pressure/pump rate 2046 psi 10 SPM
- Break circ 1 bpm until mud returns. Shut the pump off. Record static stand pipe pressure psi.
- Break circulation depth MD m.

7. Mud props @ TD (MW, PV/YP, 6/3 rpm, gel, LSYP): 1.46 33/15 12/11 14/24 10 VSST = 0.028 SG

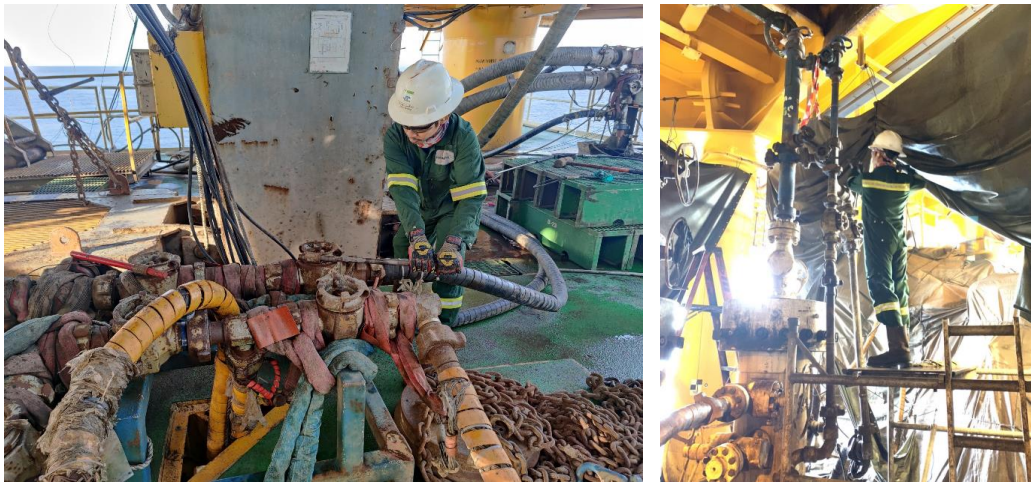
8. Mud properties at BTM'up: 1.48 37/16 12/11 16/25 10 VSST = 0.031 SG

Time	Pump press	Pump flow.	Pump speed	MW IN	VIS IN	MW OUT	VIS OUT	Cum Stks	Temp out	Lag Depth	Gas %	Remark
15:15	1388.03	375	10	1.46	87	1.45	88	43	27.7	4687	0.00	
15:30	2280.56	376	20	1.46	86	1.45	87	224	27.7	4687	0.00	
16:00	3162.85	648	34	1.46	85	1.46	86	652	27.6	4687	0.00	
16:15	3307.99	654	35	1.46	85	1.46	86	1173	27.7	4687	0.00	2-7/8" Tbg - Cir. Landed at 4677.3 mMD
16:30	3255.87	659	35	1.46	85	1.46	88	1692	26.8	4687	0.00	
16:45	3627.58	705	37	1.46	85	1.47	90	2255	27.1	4687	0.00	
17:00	3501.59	745	39	1.46	85	1.47	90	2835	28.8	4687	0.00	
17:15	3359.28	749	40	1.46	85	1.48	91	3423	29.1	4687	0.00	
17:30	3621.89	751	40	1.46	85	1.48	92	4020	30.7	4687	0.09	
17:45	3594.34	742	39	1.46	85	1.48	92	4607	35.9	4687	0.09	B/U

ภาพที่ 4.21 บันทึกการตรวจวัดคุณสมบัติน้ำโคลนผ่านท่อขนาด 6 นิ้วที่ปรับปรุงใหม่



ภาพที่ 4.22 การตรวจวัดคุณภาพน้ำโคลนที่กลับมาจากหลุมที่เจาะเสร็จแล้วก่อนกลับลงไปยังที่กักเก็บผ่านท่อขนาด 6 นิ้ว โดยวิศวกรน้ำโคลน (Mud Engineer) เป็นผู้ตรวจสอบ



ภาพที่ 4.23 การสลับวาล์วโดยทีม cement เพื่อทำการหมุนเวียนน้ำโคลนของหลุมที่เจาะเสร็จแล้ว

4.4.6 จัดการฝึกอบรมระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่และมาตรฐานการทำงาน

ผู้วิจัย และทีมผู้เชี่ยวชาญแต่ละหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้นำแผนผังระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่และมาตรฐานการทำงานภายหลังปรับปรุง มาจัดทำหลักสูตรการฝึกอบรมให้กับพนักงานที่เกี่ยวข้องแบบการอบรมในขณะปฏิบัติงาน (on the job training) เพื่อให้ความรู้ความเข้าใจ เพิ่มทักษะและทบทวนการทำงาน รวมถึงพนักงานใหม่ ทำให้สามารถปฏิบัติได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังภาพที่ 4.24

ภาพที่ 4.24 จัดการฝึกอบรมระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่และมาตรฐานการทำงาน

หลังจากดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมต่างๆ เรียบร้อยแล้ว ทางผู้วิจัยได้ทำการเก็บข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะของเดือน กุมภาพันธ์ – เมษายน พ.ศ.2565 หลังการปรับปรุง ดังตารางที่ 4.10 พบว่า ค่าเฉลี่ยของจำนวนชั่วโมงที่รอคอยลดลงมีค่าเท่ากับ 0 ชั่วโมง/หลุม ซึ่งมีความสอดคล้องกับกราฟข้อมูลลักษณะหลุมที่ทำการขุดเจาะ (Drilling Well Path) ของเดือน กุมภาพันธ์ – เมษายน พ.ศ.2565 ที่ความลึกของหลุมเท่ากับก่อนการปรับปรัง ดังภาพที่ 4.25 และรายงานการขุดเจาะประจำวันก่อนและหลังการปรับปรุง ดังภาพที่ 4.26 จากการปรับปรุงแก้ไขตามแนวทางที่กำหนดทำให้สามารถลดเวลาที่สูญเปล่าจากการรอน้ำโคลนใหม่ได้ตามวัตถุประสงค์ของงานวิจัย

ตารางที่ 4.10 : ข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะของเดือน กุมภาพันธ์ – เมษายน พ.ศ.2565

ชื่อหลุม	ความลึกของหลุม (mMD/mVD)	จำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะ	จำนวนชั่วโมงที่รอคอย	จำนวนชั่วโมงรวมทั้งหมด
BK-46-E	3935/3441.3	81.00	0	81.00
BK-46-H	3804/3441.3	81.25	0	81.25
BK-46-G	3986/3441.3	83.25	0	83.25
BK-46-Q	4620/3441.3	91.25	0	91.25
BK-46-N	4725/3441.3	92.30	0	92.30
BK-46-C	3620/3441.3	72.25	0	72.25
รวมทั้งหมด		**501.30**	**0.00**	**501.30**
ค่าเฉลี่ย		**83.55**	**0.00**	**83.55**

จากผลการวิจัยหลังการปรับปรุงสามารถนำข้อมูลมาวิเคราะห์รายได้ที่เพิ่มขึ้นหลังการลดระยะเวลาที่สูญเสียลง และค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุงในงานวิจัยนี้ได้ดังต่อไปนี้

1.รายได้ที่เพิ่มขึ้นหลังการลดเวลาที่สูญเสียลง โดยเป็นการเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายที่สูญเสียจากการรอคอยน้ำโคลนก่อนและหลังการปรับปรุง ซึ่งภายหลังการปรับปรุงทำให้บริษัทกรณีศึกษาสามารถมีรายได้ที่เพิ่มขึ้นจากการลดลงของปัญหาดังกล่าวนี้ เป็นจำนวน 997 USD ต่อชั่วโมงในแต่ละหลุมขุดเจาะ รายละเอียดดังตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 ค่าใช้จ่ายที่สูญเสียจากการรอคอยน้ำโคลนก่อนและรายได้ที่เพิ่มขึ้นหลังการปรับปรุง

ค่าเฉลี่ยจำนวนชั่วโมงที่รอคอย (ชม./หลุม)		**ค่าใช้จ่ายที่สูญเสีย (USD/ชม.แต่ละหลุม)**	**รายได้ที่สูญเสียจากการรอคอย (USD/ชม.แต่ละหลุม)**
ก่อนการปรับปรุง	4.64	215	997
หลังการปรับปรุง	0.00	215	0
		รายได้ที่เพิ่มขึ้นหลังการปรับปรุง (USD)	**997**

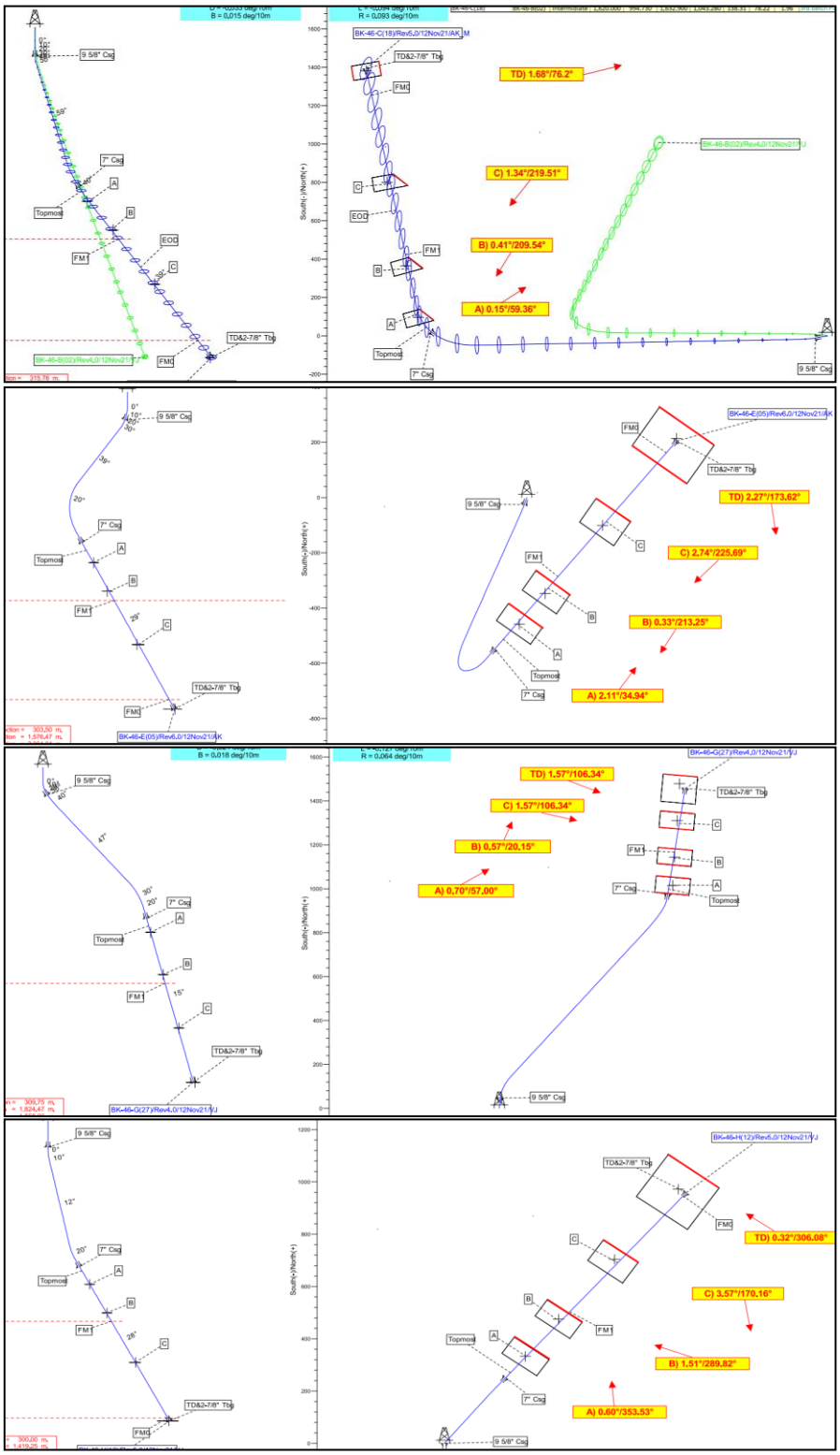
เมื่อนำมาคิดเป็นรายได้เพิ่มขึ้นภายใน 1 ปี ที่ทำการขุดเจาะหลุมได้ 55 หลุม เป็นจำนวน 54,833 USD ต่อปี

2.ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุงในงานวิจัยนี้ ประกอบด้วยชุดอุปกรณ์เพิ่มเติมต่างๆ เช่น ท่อเหล็ก ท่อยางพอลิเมอร์ และวาล์วควบคุม เป็นต้น ตามแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่ ซึ่งมีค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดในการปรับปรุงแก้ไขเท่ากับ 10,413.39 USD แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการปรับปรุง

ลำดับ	รายการ	จำนวน	ราคาต่อชิ้น (USD)	จำนวนเงิน (USD)
1	8” Butterfly valves – 2 each	2	417.24	834.48
2	6” butterfly valves – 5 each	5	196.77	983.85
3	8” Fig. 150 slip on flanges – 4 each.	4	78.18	312.72
4	6” fig. 150 slip on flanges – 14 each	14	51.88	726.32
5	6” Fig. 150 hammer union – 1 each	1	536.25	536.25
6	8” to 6” sch. 40 reducer – 1 each	1	48.36	48.36
7	8” sch. 40 pipe T – 1 each	1	138.67	138.67
8	6” sch. 40 pipe T – 1 each	1	68.99	68.99
9	6” sch. 40 90* elbow – 5 each	5	95.13	475.65
10	6” sch. 40 45* elbow – 4 each.	4	76.85	307.40
11	20 ft. lengths of 6” sch. 40 pipe – 5 each.	5	463.04	2,315.20
12	6” hose (same hose as rig came from the shipyard with – 4 each.	4	780.00	3,120.00
13	12” x 3 ½” channel iron – 10mm thickness - 1 length	1	443.00	443.00
14	10” to 6” schedule 40 pipe reducer – 1 each	1	102.50	102.50
			ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด (USD)	**10,413.39**

หมายเหตุ : ค่าแรงสำหรับการติดตั้งชุดอุปกรณ์เพิ่มเติมต่างๆ ตามแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่เป็นการปันส่วนมาจากเวลาการทำงานปกติ ซึ่งใช้เวลาในการดำเนินการทั้งหมด 48 ชั่วโมง โดยอัตราค่าแรงงานรายชั่วโมงเป็น 12.5 USD/Hr. ดังนั้นค่าแรงในการปรับปรุงคิดเป็น 12.5x48 = 600 USD



ภาพที่ 4.25 กราฟข้อมูลลักษณะหลุมที่ทำการขุดเจาะของเดือน กุมภาพันธ์ – เมษายน พ.ศ.2565 ที่ความลึกของหลุมเท่ากับก่อนการปรับปรุงแต่ไม่พบเวลารอคอยน้ำโคลน

รายงานการขุดเจาะประจำวัน ก่อนการปรับปรุง

Time Log

Start Time	End Time	Comment	Code	Dur (hrs)
7:00	7:15	Skid rig from well AT-38-N to AT-38-F	SKID	0.25
7:15	7:30	Nipple up BOP on pre-installed riser.	BOP	0.25
7:30	7:45	Pressure test BOP connection against 7" casing and BSR - 300/6000 psi, 5/5 mins	PRES TST	0.25
7:45	8:45	Hold PJSM. Pick up 6-1/8" BHA from derrick. Make up with bit and RIH with 4" DP to 342 m.	P/U BHA	1.00
8:45	10:45	RIH 6-1/8" BHA with 4" DP from 342 m to 2130 m.	RUN BHA	2.00
10:45	11:00	Fill up string. Wash down from 1850 m to tag TOC at 2140 m with SW (calc. ETCO at 2141 m).	DRLSHOE	0.25
11:00	11:15	Perform choke drill with SW.	SSHE	0.25
11:15	12:00	Drill out cement, wiper plugs, float collar, cement in shoe track and float shoe. Clean out rat hole and drill out 3 m of new formation from 2150 m to 2153 m (5-12 klbs WOB, 100 lpm, 60-80 rpm, 10-15 kft-lb). Note: Displace hole from SW to 1.24 SG SDF since start drilling.	MOB	0.75
12:00	18:15	Space out drilling string inside 7" casing once 1.24 SG SDF mud on surface. Wait on tuibng cement job on previous well (AT-38-N).	WO-THR	6.25
18:15	18:30	Perform FIT with 1.24 SG SDF to 1087 psi surface pressure (1.70 SG EMW, shoe at 1663 mVD). Total volume pump/return = 3.9/3.9 bbls. Bleed off pressure.	TSTSHOE	0.25
18:30	0:00	Drill 6-1/8" hole from 2153 mMD to 2845 mMD/ 2712 mVD with 1.24 SG SDF.	DRILL	5.50

Time Log

Start Time	End Time	Comment	Code	Dur (hrs)
8:00	8:30	Skid rig from well AT-38-F to AT-38-B	SKID	0.50
8:30	8:45	Nipple up BOP on pre-installed riser.	BOP	0.25
8:45	9:15	Pressure test BOP connection against 7" casing and BSR - 300/6000 psi, 5/5 mins	PRES TST	0.50
9:15	10:30	Hold PJSM. Pick up 6-1/8" BHA from derrick. Make up with bit and RIH with 4" DP to 342 m.	P/U BHA	1.25
10:30	11:15	RIH 6-1/8" BHA with 4" DP from 342 m to 1930 m.	RUN BHA	0.75
11:15	11:30	Fill up string. Wash down from 1930 m to tag TOC at 1940 m with SW (calc. ETCO at 1941.5 m).	DRLSHOE	0.25
11:30	11:45	Perform choke drill with SW.	SSHE	0.25
11:45	13:15	Drill out cement, wiper plugs, float collar, cement in shoe track and float shoe. Clean out rat hole and drill out 3 m of new formation from 1960 m to 1963 m (5-12 klbs WOB, 100 lpm, 60-80 rpm, 10-15 kft-lb). Note: Displace hole from SW to 1.24 SG SDF since start drilling.	MOB	1.50
13:15	18:45	Space out drilling string inside 7" casing once 1.24 SG SDF mud on surface. Wait on tuibng cement job on previous well (AT-38-F).	WO-THR	5.50
18:45	19:00	Perform FIT with 1.24 SG SDF to 1030 psi surface pressure (1.70 SG EMW, shoe at 1561 mVD). Total volume pump/return = 3.1/3.1 bbls. Bleed off pressure.	TSTSHOE	0.25
19:00	0:00	Drill 6-1/8" hole from 1963 mMD to 2215 mMD/ 2103 mVD with 1.24 SG SDF.	DRILL	5.00

รายงานการขุดเจาะประจำวัน หลังการปรับปรุง

Time Log

Start Time	End Time	Comment	Code	Dur (hr)
5:45	6:00	Hold PJSM. N/D BOP, bell nipple, hang BOP and prepare to skid rig. Whilst R/D 2-7/8" tubing handling equipment. *** Rig release from BK-46-H to BK-46-G at 06:00 hrs on 22-Mar-2022 *** ==== Offline Cement operation ==== 06:00 - 09:45 hrs N/D riser. Install adapter flange. R/U cement head and line. 09:45 - 10:00 hrs Cement unit flush line 5 bbls with SW. Pressure test line to 300/7000 psi, ok 10:00 - 11:30 hrs Rig circulate prior to cement job at 1000 lpm. No loss. MW in/out 1.46 SG. Note: - Max gas 37.2% 11:30 - 13:00 hrs Rig pump 100 bbls of 1.46 SG SBM Light Rheology, 164 bbl of 1.51 SG MCS-Alpha II spacer Rig flush line with 10 bbls of SW. 13:00 - 14:15 hrs Cement unit mix and pump 281.2 bbls of 1.80 SG Gas Tight single slurry. Flush cement line with SW until clean and displace line with 5 bbls of 1.03 SG retarded Brine. Use 6.24" hole size plus 10% extra for calculation. 14:15 - 15:00 hrs Drop plug. Displace cement with 5 bbls of 1.03 SG retarded Brine, 42.7 bbls of 0.78 SG Base oil, and 21.8 bbls of 1.03 SG Brine (total 69.5 bbls). Final pressure 4366 psi at 2 bpm. Bump plug and pressure test tubing to 6000 psi/10 mins. CIP at 14:45 hrs, 22-Mar-22. Note: - Loss 32.7 bbls during pumping cement and displace. - Contaminate 18 bbls, and pure spacer 77 bbls return to surface. - Estimate TOC by spacer volumetric calculation at 938 m (777 m overlap 7" shoe). - Estimate TOC by differential pressure calculation at 502 m (1213 m overlap 7" shoe). 15:00 - 15:30 hrs Perform Inflow test 2000/1000 psi for 15 mins. Bleed off pressure. No back flow, float holding. Close annulus valve. Install pressure gauge to monitor pressure on cement head.	BOP	0.25
				Cum Dur 6.00

การขุดเจาะหลุมปิโตรเลียมก่อนหน้า

Time Log

Start Time	End Time	Comment	Code	Dur (hr)
6:00	8:30	Skid rig out of slot H. N/D risers and install cement head on BK-46-H. N/D suspension cap, install WB and N/U risers on BK-46-G. Skid rig to slot G. Whilst hang block and prepare for perform slip and cut drilling line.	SKID	2.50
8:30	8:45	N/U BOP.	BOP	0.25
8:45	9:30	Pressure test BOP connection against 7" CSG and BSR to 300/6000 psi, 5/5 mins.	PRES TST	0.75
9:30	12:00	Perform slip and cut drilling line.	RIGMAIN	2.50
12:00	14:00	Hold PJSM. Pick up 6-1/8" AGS XL, no Ext/HT-MWD BHA from derrick. Make up with bit. RIH BHA with 4" DP. Note: - Perform shallow test AGS/HT-MWD with SW.	P/U BHA	2.00
14:00	17:00	RIH hole 6-1/8" BHA with 4" DP from 314 m to 2099 m. Note: - Avg. RIH speed 595 m/hr.	RUN BHA	3.00
17:00	17:15	Fill up string. Wash down from 2099 m to tag at 2122 m with SW at 400 lpm, 400 psi. Note: - Top of float collar at 2124.2 m.	DRLSHOE	0.25
17:15	17:45	Perform choke drill.	SSHE	0.50
17:45	19:15	Drill out cement, plug, float collar, cement in shoe track and float shoe. Clean out rat hole and drill out 3 m new formation from 2141 m to 2144 m (6-12 klbs, 1000 lpm, 1600-2000 psi, 80 rpm, 10-14 kft-lb). Note: - Displace hole from SW to 1.24 SG SDF since start drilling out plug.	DRLSHOE	1.50
19:15	19:45	Perform FIT with 1.24 SG SDF to 1076 psi (1.70 SG EMW, shoe at 1646.14 mTVD). Note: - FIT sample: 60% Clay, 40% CMT - Total pump/return = 3.7/3.7 bbls	TSTSHOE	0.50

การขุดเจาะหลุมปิโตรเลียมถัดไป

ภาพที่ 4.26 รายงานการขุดเจาะประจำวัน ก่อนและหลังการปรับปรุง ที่ความลึกของหลุมเท่ากับก่อนการปรับปรุงแต่ไม่พบเวลารอคอยน้ำโคลน

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

งานวิจัยนี้ได้ศึกษาเกี่ยวกับกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม โดยมุ่งเน้นไปยังการจัดการน้ำโคลนหมุนเวียนหลังจากขึ้นมาจากหลุมเจาะปิโตรเลี่ยมบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ เพื่อวิเคราะห์สภาพของความสูญเปล่าที่เกิดในกระบวนการขุดเจาะ และเสนอแนวทางแก้ไขปัญหาความสูญเปล่าในกระบวนการขุดเจาะ ซึ่งในบทนี้จะกล่าวถึงการสรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะดังรายละเอียดต่อไปนี้

5.1 สรุปผลการวิจัย

จากการศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อลดเวลาสูญเปล่าในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม เมื่อเทียบกับข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะก่อนการปรับปรุง โดยมีขั้นตอนเริ่มจากการศึกษาและสำรวจงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม รวมถึงองค์ประกอบของน้ำโคลนเพื่อเป็นข้อมูลในการดำเนินการวิจัย จากนั้นทำการศึกษาขั้นตอนการขุดเจาะหลุมผลิตของบริษัทกรณีศึกษา และเก็บรวบรวมข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะย้อนหลัง 3 เดือน คือ เดือนมีนาคม – พฤษภาคม พ.ศ. 2564 เพื่อนำข้อมูลที่ได้มาวิเคราะห์ทางสถิติ และระบุสภาพปัญหาที่มีผลทำให้เกิดเวลาที่สูญเปล่า พบว่า ค่าเฉลี่ยของจำนวนชั่วโมงที่รอคอยเท่ากับ 4.64 ชั่วโมง/หลุม คิดเป็นร้อยละ 5.45 ของเวลารวมทั้งหมดที่ใช้ในการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมจนถึงพร้อมส่งมอบแต่ละหลุม หรือคิดเป็น 82% ของเวลาเฉลี่ยต่อหลุมที่ใช้ขุดเจาะจนพร้อมส่งมอบหลุมผลิต ซึ่งมาจากขั้นตอนการรอระบบหมุนเวียนน้ำโคลนทำให้เกิดเวลาสูญเปล่ามากที่สุด จึงได้นำข้อมูลปัญหาดังกล่าวมาประชุมร่วมกับทีมผู้เชี่ยวชาญแต่ละหน่วยงานเพื่อทำการวิเคราะห์หาสาเหตุที่แท้จริงโดยใช้แผนผังก้างปลา จากการวิเคราะห์พบว่า สาเหตุหลักของปัญหาเกิดจาก 2 ประเด็นหลัก คือ 1) สาเหตุจากวิธีการ เนื่องจากวิธีการระบบลำเลียงน้ำโคลน เป็นการเดินกลับผ่านท่อรวม (การหมุนเวียนน้ำโคลนผ่านท่อชุดเดียวกัน) และ 2) สาเหตุจากวัสดุ/อุปกรณ์ จากการตรวจสอบวัสดุ/อุปกรณ์ที่ใช้เป็นชุดเดียวกัน จึงเกิดการปะปนกันของน้ำโคลน 2 ชนิด ซึ่งไม่สามารถแยกน้ำโคลนทั้ง 2 ชนิดออกจากกันได้ จากนั้นทางผู้วิจัยได้นำสาเหตุหลักทั้ง 2 ประเด็นที่ได้จากการวิเคราะห์ มาทำการปรับปรุงกระบวนการขุดเจาะ โดยใช้หลักการบริหารความเสี่ยง (risk management) เพื่อพิจารณาความเป็นไปได้ในการจัดทำแผนดำเนินการปรับปรุงและเพื่อกำจัดความสูญเปล่าที่พบในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม ด้วยวิธีการดังต่อไปนี้

1.สาเหตุจาก วิธีการ

แนวทางการปรับปรุงแก้ไข :

1.1 ประเมินความเสี่ยงของระบบลำเลียงน้ำโคลนใหม่ ก่อนทำการปรับปรุงโดยพิจารณาตามระดับความเสี่ยงที่มีระดับนัยสำคัญ เพื่อนำมาจัดทำแผนการดำเนินงานปรับปรุง

1.2 ออกแบบแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่ เพื่อลดเวลาสูญเปล่าจากการรอคอยน้ำโคลนใหม่

1.3 จัดทำเอกสารมาตรฐานการทำงานของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

1.4 จัดทำเอกสารบันทึกการตรวจสอบระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

1.5 จัดการฝึกอบรมระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่และมาตรฐานการทำงาน

2.สาเหตุจาก วัสดุ/อุปกรณ์

แนวทางการปรับปรุงแก้ไข :

2.1 ออกแบบแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่ เพื่อลดเวลาสูญเปล่าจากการรอคอยน้ำโคลนใหม่

2.2 ติดตั้งชุดอุปกรณ์เพิ่มเติมต่างๆ เช่น ท่อเหล็ก ท่อยางพอลิเมอร์ และวาล์วควบคุม เป็นต้น ตามแผนผังของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

2.3 จัดทำเอกสารมาตรฐานการทำงานของระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

2.4 จัดทำเอกสารบันทึกการตรวจสอบระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่

2.5 จัดการฝึกอบรมระบบท่อลำเลียงน้ำโคลนแบบใหม่และมาตรฐานการทำงาน

จากการดำเนินการปรับปรุงแก้ไขปัญหาตามแนวทางที่กำหนดไว้ ผู้วิจัยได้ทำการติดตามผลการปรับปรุง โดยทำการเก็บข้อมูลจำนวนชั่วโมงในการขุดเจาะของเดือน กุมภาพันธ์ – เมษายน พ.ศ.2565 หลังการปรับปรุง พบว่า ไม่เกิดเวลารอคอยในกระบวนการขุดเจาะเมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยของจำนวนชั่วโมงที่รอคอยก่อนการปรับปรุง จากการปรับปรุงแก้ไขตามแนวทางที่กำหนดทำให้สามารถลดเวลาที่สูญเปล่าจากการรอน้ำโคลนใหม่ได้ตามวัตถุประสงค์ของงานวิจัย

5.2 ข้อเสนอแนะ

งานวิจัยนี้มุ่งเน้นศึกษาการลดเวลาสูญเปล่าในกระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม โดยศึกษาการจัดการหมุนเวียนน้ำโคลนหลังจากขึ้นมาจากหลุมเจาะปิโตรเลี่ยมบนแท่นขุดเจาะแบบเทนเดอร์บาร์จ (Tender Barge) การปรับปรุงกระบวนการทำงานใหม่หรือปรับปรุงอุปกรณ์ในการทำให้กระบวนการขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมมีประสิทธิภาพ และลดค่าใช้จ่ายของหลุมผลิตปิโตรเลียมแต่ละหลุมลง ดังนั้น เมื่อทางผู้วิจัยได้ทำการปรับปรุงวิธีการทำงานและชุดอุปกรณ์ต่างๆ

เรียบร้อยแล้วเพื่อให้มีประสิทธิภาพในการขุดเจาะหลุมปิโตรเลียมได้อย่างต่อเนื่อง ควรมีการเพิ่มรายการชุดอุปกรณ์ต่างๆ ที่ทำการติดตั้งเพิ่มเติมในแผนการบำรุงรักษาประจำเดือนหรือตามความเหมาะสม

บรรณานุกรม

[1] บัณฑิตา, ธีระกุลสถิตย์. (2559). รายงานการวิจัยการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของเบนโทไนต์ในท้องถิ่นประเทศไทยกับเบนโทไนต์นำเข้าในน้ำโคลนขุดเจาะ (รายงานการวิจัย). นครราชสีมา: คลังปัญญา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.

[2] ประพัตร พิทักษ์ศักดิ์เสรี. (2543). น้ำโคลนเพื่องานเจาะสำรวจแหล่งแร่ (รายงานวิชาการ). กรุงเทพมหานคร: กองช่าง กรมทรัพยากรธรณี.

[3] ศยามล เจริญรัตน์. (2558). ทางเลือกชุมชนกับปิโตรเลียม อุสาหกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมไทยที่ชุมชนควรรู้. กรุงเทพมหานคร: สถาบันวิจัยสังคม จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

[4] ชิน เสือช้อย. (2018). ประเภทของแท่นขุดเจาะน้ำมัน. สืบค้น 3 กันยายน 2563, เข้าถึงได้จาก http://www.9engineer.com/index.php?m=article&a=print&article_id=2135

[5] อนันต์ ถาวรกีรติกุล. (2555). เทคโนโลยีการขุดเจาะ. [เว็บบล็อก] สืบค้น 5 กันยายน 2563, เข้าถึงได้จาก https://dttgeology.wordpress.com/เรื่องน่ารู้/เทคโนโลยีการขุดเจาะ

[6] กระทรวงพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ. (2561). นิยามศัพท์. สืบค้น 2 กันยายน 2563, เข้าถึงได้จาก https://dmf.go.th/public/list/data/index/menu/670/groupid/1

[7] กระทรวงพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ. (ม.ป.ป.). ความจริง ข้อเท็จจริง ที่ต้องรู้เกี่ยวกับการจัดหาแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ. กรุงเทพฯ: กระทรวงพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ.

[8] ชยุตพงศ์ นันท์ธนะวานิช. (ม.ป.ป.) การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย. [เอกสารประกอบการบรรยาย]. สืบค้น 1 กันยายน 2563, เข้าถึงได้จาก https://www.thailand-energy-academy.org/assets/upload/coursedocument/file/

[9] เชษฐา ชุมกระโทก. (2554). การศึกษาประสิทธิภาพของน้ำโคลน ในการนำพาตัวอย่างเศษหินออกจากหลุมเจาะ (รายงานการวิจัย). นครราชสีมา: สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี.

[10] Abdul, M.I., Dahab, A.S., Abuseda , H., AbdulAziz, A.M., & Elhossieny, M.S. Comparative study of using Water-Based mud containing Multiwall Carbon Nanotubes versus Oil-Based mud in HPHT fields. Cairo, Egypt: Egyptian Journal of Petroleum.

[11] BearingNews. (2020). Rack and Pinion Jacking System Bearings on Jack-up rigs. Retrieved September 4, 2020, from https://www.bearing-news.com/rack-and-pinion-jacking-system-bearings-on-jack-up-rigs

[12] Fink, J. K. (2012). Petroleum Engineer's Guide to Oil field Chemicals and Fluids (2nd ed.) (pp. 1-59). Massachusetts, USA: Gulf Professional Publishing.

[13] Geodwipa. (n.d.). Drilling Fluid Technology. Retrieved September 8, 2020, from http://www.geodwipa.com/subject-86-drilling-fluid-technology

[14] iEnergyGuru. (ม.ป.ป.). การขุดเจาะพลังงานความร้อนใต้พิภพ (Geothermal drilling). [เว็บบล็อก] สืนค้น 4 กันยายน 2563, เข้าถึงได้จาก https://ienergyguru.com/2015/09/ขุดจาะ-ความร้อนใต้พิภพ

[15] Islam, M. R. & Khan, M. I. (2007). The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations (pp. 135 - 188). Amsterdam, Netherland: Elsevier Inc.

[16] Piroozian, A., Ismail, I., Yaacob, Z., Babakhani, P. & Ismail, A. Sh. I. (2012). Impact of Drilling fluid viscosity, velocity and hol inclination on cuttings transport in horizontal and highly deviated wells. Johor, Malaysia: Faculty of Petroleum and Renewable Energy (FPREE).

[17] Singh, B., (2019). Offshore Well Drilling: A general Overview. Retrieved September 5, 2020, from https://www.marineinsight.com/offshore/offshore-well-drilling-a-general-overview/

ประวัติผู้เขียน

ผู้เขียน นายศุภชัย รักษ์ทอง

รหัสประจำตัวนักศึกษา 6310121032

วุฒิการศึกษา

วุฒิ	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
บริหารธุรกิจบัณฑิต สาขาการตลาด	มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ วิทยาเขตภาคใต้	2539

ตำแหน่งงานและสถานที่ทำงาน

ตำแหน่ง	สถานที่ทำงาน
หัวหน้าทีมวิศวกรปฏิบัติงานนอกชายฝั่งด้านการขุดเจาะ (Senior Supervisor, Drilling Operation).	บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)