

พฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของท่อผลิตน้ำมัน



นางสาวโยชกานต์ สาระมาศ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมวัสดุ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ปีการศึกษา 2562

**EROSION-CORROSION BEHAVIORS OF OIL
PRODUCTION TUBING**



**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Degree of Master of Engineering in Materials Engineering**

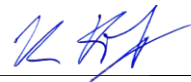
Suranaree University of Technology

Academic Year 2019

พฤติกรรมกรรมการัดเซาะ-การกัดกร่อนของท่อผลิตน้ำมัน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นักวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์



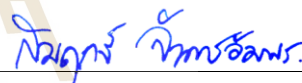
(รศ. ดร.อุษณีย์ กิตกำธร)

ประธานกรรมการ



(รศ. ดร.พรวสา วงศ์ปัญญา)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)



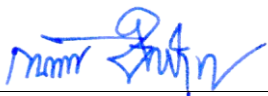
(ศ. ดร.สมฤกษ์ จันทรอัมพร)

กรรมการ



(อ. ดร.เชษฐา ชุมกระโทก)

กรรมการ



(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ

และพัฒนาความเป็นสากล



(รศ. ดร.พรศิริ จงกล)

คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

โยธกานต์ สาระมาศ : พฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของท่อผลิตน้ำมัน (EROSION-CORROSION BEHAVIORS OF OIL PRODUCTION TUBING) อาจารย์ที่ปรึกษา : รองศาสตราจารย์ ดร.พรวิสา วงศ์ปัญญา, 106 หน้า

ท่อผลิต (Tubing) เป็นชิ้นส่วนสำคัญในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม เมื่อน้ำมันดิบไหลเข้าสู่ท่อผลิต ได้พาตะกอนทรายและอนุภาคแขวนลอยต่าง ๆ ที่ส่งผลให้เกิดการสูญเสียเนื้อวัสดุ และเสื่อมสภาพของท่อ ความเสื่อมเหล่านี้ทำให้เกิดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมและเศรษฐกิจ ดังนั้น การศึกษาพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของท่อผลิตน้ำมันจึงจำเป็น เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับประเมินอายุการใช้งานของชิ้นส่วนดังกล่าว ดังนั้นงานวิจัยนี้มีจุดประสงค์เพื่อศึกษาพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของท่อผลิตที่ใช้ในแหล่งน้ำมันดิบอำเภอลานกระบือ (เหล็กกล้า J55) และเหล็กกล้า AISI 1045 ในน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันฝาง ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ร่วมกับการเปลี่ยนแปลงขนาดอนุภาคทราย (500 1000 และ 2000 ไมโครเมตร) โดยใช้ระบบ Impingement jet ร่วมกับการวัดทางเคมีไฟฟ้า ลักษณะความเสียหายบนพื้นผิวของตัวอย่างถูกตรวจสอบด้วยกล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด (Scanning Electron Microscope, SEM) และองค์ประกอบทางเคมีบนพื้นผิวด้วย สเปกโตรสโคปีของอนุภาคอิเล็กตรอนที่ถูกปลดปล่อยด้วยรังสีเอกซ์ (X-ray Photoelectron Spectroscopy, XPS) ในขณะที่ Inductively Couple Plasma-Optical Emission Spectrometer (ICP-OES) ใช้สำหรับตรวจปริมาณไอออนเหล็กในน้ำมันดิบ จากผลการศึกษาพบว่าความรุนแรงของการกัดเซาะ-การกัดกร่อนแปรตามขนาดทราย และโครงสร้างจุลภาคเหล็ก อีกทั้งความเสียหายจากผลรวมอัตราการกัดเซาะ-การกัดกร่อนมีค่าสูงสุด และ อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะมีค่าน้อยสุด นอกจากนี้ยังพบว่าปริมาณไอออนเหล็กเพิ่มตามปริมาณความเสียหายของวัสดุ ปริมาณไอออนเหล็กและอัตราการกัดเซาะ-การกัดกร่อนในเหล็ก AISI 1045 สูงกว่าในเหล็ก J55 โดยผลทดสอบจาก XPS แสดงให้เห็นว่ามีการตรวจพบ SiO_2 สูงมากบนพื้นผิวที่เสียหายมาก

สาขาวิชา วิศวกรรมโลหการ
ปีการศึกษา 2562

ลายมือชื่อนักศึกษา โยธกานต์ สาระมาศ
ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา พรวิสา

YOTAKARN SARAMAS : EROSION-CORROSION BEHAVIORS OF OIL
PRODUCTION TUBING. THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF. PORNWASA
WONGPANYA, Dr.-Ing.106 PP.

EROSION-CORROSION/ PENETRATION/ CRUDE OIL/CARBON STEEL/ ICP-
OES/XPS

Tubing is an important part of the petroleum production process, especially in crude oil transportation. Crude oil flow is a major cause of the material loss and deterioration of the production tubing because it conveys suspended sand and sediment into the tubing production, resulting in degradation of production tubing. This degradation usually affects the environment and economy. Therefore, the study of erosion-corrosion behaviors of tubing in oil production is necessarily studied. The information for evaluating the lifetime of this part is useful. Aim of this research is to study erosion-corrosion behaviors of the production tubing that is used in crude oil fields in Lan Krabue District (Steel J55) and AISI 1045 in crude oil from the Northern Petroleum Development Center, Defence Energy Department, Defence Industry and Energy Center, Amphor Fang, Chiang Mai, Thailand, combined with the various particle sizes of sand (500, 1000 and 2000 micrometers) using Impingement jet system together with the electrochemical measurement. Damaged surfaces of samples were characterized by Scanning Electron Microscope (SEM) and X-ray Photoelectron Spectroscopy (XPS), while Inductively Couple Plasma-Optical Emission Spectrometer (ICP-OES) was used to detect released-iron ions of the samples in the crude oil. From the results, the severity of erosion-corrosion is dependent on sand size and microstructure of the material. Mass loss from the total erosion-erosion rate is the

highest, while the pure corrosion rate is the lowest. And, the released-iron ions increase with material damage. The amount of released-iron ions and the erosion-erosion rate in AISI 1045 are higher than those in the J55. The results from the XPS showed that highly detected-SiO₂ was found on highly damaged-surfaces.



School of Metallurgical Engineering

Academic Year 2019

Student's Signature Yotakarn Sarasas

Advisor's Signature Dr. Nongphanya

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดีได้ ต้องขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.พรวิสา วงศ์ปัญญา อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ สำหรับคำปรึกษาอย่างละเอียดและคอยให้กำลังใจตลอดหลักสูตรมหาบัณฑิต คำแนะนำและประสบการณ์ของท่านมีประโยชน์ในการแก้ไขปัญหาที่ซับซ้อน หากไม่มีท่านคอยให้คำแนะนำและการสนับสนุนอย่างต่อเนื่อง การศึกษาในมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีและการทำวิทยานิพนธ์นี้ไม่อาจสำเร็จไปได้ด้วยดี

นอกจากอาจารย์ที่ปรึกษาต้องขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อัมพรศักดิ์ วรรณโกมล และอาจารย์ ดร.เชษฐา ชุมกระโทก อาจารย์ประจำสาขาวิชาเทคโนโลยีฯ สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ผู้ให้ความรู้และช่วยเหลือในการนำน้ำมันดิบจากศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งมีประโยชน์อย่างยิ่งต่อการวิจัยครั้งนี้

รู้สึกซาบซึ้งเป็นอย่างยิ่งที่ ศาสตราจารย์ ดร.สมฤกษ์ จันทรอัมพร อาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมวัสดุและเทคโนโลยีการผลิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ที่ให้เกียรติเป็นกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิในการสอบวิทยานิพนธ์ รวมถึงให้ความรู้ทางวิชาการในด้านต่าง ๆ ตลอดจนมุมมองในการทำวิจัยที่หลากหลาย

ขอบพระคุณการสนับสนุนและช่วยเหลืออย่างต่อเนื่องจากศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ที่ให้ความอนุเคราะห์ด้านน้ำมันดิบ เจ้าหน้าที่ประจำสถานีทดลอง BL5.3: XPS สถาบันวิจัยแสงซินโครตรอน (องค์การมหาชน) เจ้าหน้าที่ประจำศูนย์เครื่องมือกล (อาคารเครื่องมือ 1) เจ้าหน้าที่ประจำศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี (อาคารเครื่องมือ 5-10) ซึ่งให้คำแนะนำในการใช้เครื่องมือต่าง ๆ ตลอดการทำวิจัยครั้งนี้เป็นอย่างดี

สุดท้ายขอขอบพระคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีและสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ผู้ให้โอกาสทางการศึกษาและทุนสนับสนุนในการดำเนินการวิจัย

สำหรับคุณงามความดีอันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ผู้วิจัยขอมอบให้กับบิดา มารดา ตลอดจนญาติพี่น้องอันเป็นที่เคารพรักยิ่ง ซึ่งบุคคลเหล่านี้เป็นผู้ให้กำลังใจแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอดอันเป็นส่วนสำคัญอย่างยิ่งที่ทำให้การทำวิจัยครั้งนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี

โยธกานต์ สารมาศ

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย)	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ)	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ง
สารบัญ	จ
สารบัญตาราง	ช
สารบัญรูป	ญ
บทที่	
1 บทนำ.....	1
1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหาการวิจัย.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการทำวิจัย.....	5
1.3 ขอบเขตของการวิจัย.....	5
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับการวิจัย.....	8
2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	9
2.1 วัสดุที่ใช้ทำท่อผลิตน้ำมัน.....	9
2.2 แหล่งน้ำมันดิบที่ใช้ในงานวิจัย.....	10
2.3 อนุภาคทราย.....	14
2.4 การป้องกันการกัดกร่อน.....	15
2.5 การทดสอบการกัดกร่อนด้วยหลักทางไฟฟ้าเคมีและการประมวลผล.....	16
2.6 การกัดเซาะ-การกัดกร่อน.....	19
2.7 การทบทวนวรรณกรรม และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	22
3 วิธีดำเนินการวิจัย.....	29
3.1 วัสดุ.....	29
3.2 สารละลายและสารเคมี.....	31
3.2.1 น้ำมันดิบ.....	31
3.2.2 สารเคมีที่ใช้ในการวิจัย.....	32

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.3	ทราย.....	33
3.4	อุปกรณ์ที่ใช้ในการดำเนินการวิจัย.....	35
3.4.1	อุปกรณ์สำหรับเตรียมตัวอย่างก่อนทดสอบการกัดเซาะ- การกัดกร่อน.....	35
3.4.2	อุปกรณ์สำหรับทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน.....	38
3.4.3	อุปกรณ์สำหรับตรวจสอบพื้นผิวและสารละลาย.....	44
3.5	ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย.....	48
3.6	เงื่อนไขการทดสอบ จากผลทดสอบเบื้องต้น.....	49
3.6.1	ปริมาณทรายที่ใช้ในการทดสอบ.....	49
3.6.2	เวลาที่ใช้ทดสอบ.....	50
3.7	ขั้นตอนการทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน.....	51
3.7.1	อัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน.....	51
3.7.2	อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ.....	52
3.7.3	องค์ประกอบการกัดกร่อนรวม.....	52
3.7.4	ผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน.....	52
3.8	ขั้นตอนตรวจสอบพื้นผิวและสารละลายภายหลังทดสอบ การกัดเซาะ-กัดกร่อน.....	52
3.8.1	ขั้นตอนตรวจสอบพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบ การกัดเซาะ-กัดกร่อน.....	52
3.8.2	ขั้นตอนตรวจสอบสารละลายก่อนและหลังทดสอบ การกัดเซาะ-กัดกร่อน.....	53
4	ผลการทดลองและวิเคราะห์ผลการวิจัย.....	54
4.1	ผลทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน.....	54
4.1.1	ผลทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อนและ ผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน.....	54
4.1.2	อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะและผลการทดสอบ องค์ประกอบการกัดกร่อนรวม.....	55

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.1.3	ปัจจัยที่ส่งผลต่อความเสียหายในการกัดเซาะ-การกัดกร่อน.....	59
4.2	การวิเคราะห์สารละลายหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน.....	60
4.3	การตรวจสอบลักษณะพื้นผิวหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน.....	61
4.3.1	การตรวจสอบลักษณะความเสียหายของพื้นผิวหลังการทดสอบ ด้วยกล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด.....	61
5	บทสรุปและข้อเสนอแนะ.....	70
5.1	สรุปผลการวิจัย.....	70
5.2	ข้อเสนอแนะ.....	71
	รายการอ้างอิง.....	72
	ภาคผนวก ก.....	78
	ภาคผนวก ข.....	81
	ภาคผนวก ค.....	85
	ภาคผนวก ง.....	87
	ภาคผนวก จ.....	90
	ประวัติผู้เขียน.....	106

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1	องค์ประกอบทางเคมีของเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55..... 10
2.2	ความหยาบผิวหลังผ่านกระบวนการขึ้นรูป..... 10
2.3	คุณสมบัติทางกายภาพน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันฝาง ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียม ภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ 11
2.4	การจำแนกขนาดของตะกอนตามมาตรฐานแห่งสหรัฐอเมริกา 15
3.1	ส่วนผสมทางเคมีของเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55 29
3.2	ผลการวัดค่าความหยาบพื้นผิวของเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55 ก่อนทดสอบ 31
3.3	คุณสมบัติทางกายภาพและทางเคมีของน้ำมันดิบจากศูนย์พัฒนาปิโตรเลียม ภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ 32
3.4	องค์ประกอบทางเคมีของทรายทั้ง 3 ขนาด..... 35
4.1	มวลสูญเสียจากการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน 54
4.2	ค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน ค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อน เส้นทาเฟลด้านแอโนด เส้นทาเฟลด้านแคโทด และค่าโพลาไรเซชัน เนื่องจากความต้านทาน 57
4.3	ผลรวมของอัตราการกัดเซาะ-การกัดกร่อน อัตราการกัดเซาะที่ปราศจาก การกัดกร่อนอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม 59
4.4	ระดับความเสียหายจากการทำงานร่วมกันระหว่างการกัดเซาะ-การกัดกร่อน..... 60
4.5	ความเข้มข้นของปริมาณไอออนเหล็กหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน 61
4.6	สัดส่วนองค์ประกอบของคาร์บอน เหล็ก ซิลิคอน และออกซิเจนบนพื้นผิว ชิ้นงานหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน..... 69

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ข.1	
ค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อนของชิ้นงานทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจาก การกัดเซาะ และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม	82
ข.2	
ค่าอัตราการกัดกร่อนของชิ้นงานทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจาก การกัดเซาะ และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม	83
ข.3	
ค่ามวลสูญเสียของชิ้นงานที่ผ่านการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจาก การกัดกร่อน และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน	84
ง.1	
ค่าความหยาบผิวของชิ้นงานก่อนทดสอบ เมื่อขัดด้วยกระดาษทรายเบอร์ 100-180.....	88

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
1.1	ตัวอย่างโครงสร้างสารประกอบไฮโดรคาร์บอน	1
1.2	กระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ	2
1.3	กระบวนการผลิตปิโตรเลียม	3
1.4	Sand production	3
1.5	ความเสียหายต่อผลิตจากกระบวนการกัดเซาะ-กัดกร่อน	4
1.6	โมเดลทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน	6
2.1	โครงสร้างจุลภาคของ AISI 1045 และ J55	9
2.2	หลักการทำงานของ Impressed current cathodic protection (ICCP)	16
2.3	องค์ประกอบของเซลล์ไฟฟ้าแบบสามขั้ว	17
2.4	เส้นกราฟโพลาริเซชัน	18
2.5	แบบจำลองกลไกการกัดเซาะ-การกัดกร่อน	19
2.6	ผลของการทำงานร่วมกันระหว่างการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของชิ้นงาน API X42 API X70 และ API X100	23
2.7	ค่าความหยาบผิวก่อนและหลังการทดสอบการกัดกร่อน	24
2.8	ความสัมพันธ์ระหว่างมวลที่หายไป (ที่มีส่วนเบี่ยงเบน) กับขนาด ของอนุภาครายที่ความเข้มข้นต่างกันหลังทดสอบเป็นเวลา 260 นาที	25
2.9	วิธีการวัดค่าการนำไฟฟ้าของน้ำมันดิบ	26
2.10	ค่าการนำไฟฟ้าของน้ำมันดิบต่ออุณหภูมิ	26
2.11	ความต้านทานการกัดกร่อนของชิ้นงานในสารละลายที่มี อนุภาครายที่ความเข้มข้น ร้อยละ 0 20 และ 35 โดยน้ำหนัก	27
3.1	โครงสร้างจุลภาคของ AISI 1045 และ J55	30
3.2	ลักษณะการกระจายตัวของอนุภาครายจากแหล่งน้ำมันฝาง ศูนย์พัฒนา ปิโตรเลียมภาคเหนือกรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่	33
3.3	ขนาดและรูปร่างอนุภาคราย 500 1000 และ 2000 ไมโครเมตร	34

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.4	เครื่องขัดชิ้นงานแบบจานหมุน 36
3.5	เครื่องวัดความหยาบผิว 36
3.6	กระดาษทรายที่ใช้ในการวิจัย 37
3.7	เครื่อง Sieve analysis 37
3.8	Copper/Copper Sulfate Reference Electrode รุ่น RE-7 38
3.9	DC power supply รุ่น Hi mini rectifier 39
3.10	แบบจำลองการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน 40
3.11	เครื่องชั่งเชิงวิเคราะห์ 40
3.12	เครื่องโพเทนชิโอสแตท 41
3.13	อิเล็กโทรดอ้างอิง 42
3.14	อิเล็กโทรดวัดกระแส 42
3.15	อิเล็กโทรดตัวอย่าง 43
3.16	แบบจำลองการทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม 44
3.17	กล้องจุลทรรศน์แบบแสง 44
3.18	กล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด 45
3.19	X-ray Photoelectron Spectroscopy 46
3.20	เครื่อง X-ray Diffraction D2 46
3.21	เครื่อง Inductively Couple Plasma-Optical Emission Spectrometer 47
3.22	เครื่อง Carbon, Hydrogen, Nitrogen, Sulphured Analysis 47
3.23	แผนภาพระเบียบวิธีการทำวิจัย 48
3.24	ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณทรายกับมวลสูญเสีย 49
3.25	ความสัมพันธ์ระหว่างเวลากับมวลสูญเสีย 50
4.1	เส้นโค้งโพลาริเซชันของการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ 56

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.2	เส้นโค้งโพลาริเซชันของการทดสอบองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม 56
4.3	ลักษณะพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน..... 62
4.4	ลักษณะพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ ปราศจากการกัดกร่อน 63
4.5	ลักษณะพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ ปราศจากการกัดเซาะ 64
4.6	ลักษณะพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม 65
4.7	ตัวอย่าง XPS-fitted curve ของชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดเซาะ ที่ปราศจากการกัดกร่อน 67
ก.1	วิธีหาค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อนและค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้า การกัดกร่อนจากเส้นโพลาริเซชัน 79
ค.1	การจำแนกจุดสูงสุดของกราฟ (XPS-fitted curve) ของ $C1s$ $Fe2p$ และ เส้นสเปกตรัมของชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจาก การกัดเซาะและ องค์ประกอบการกัดกร่อนรวม 86

บทที่ 1

บทนำ

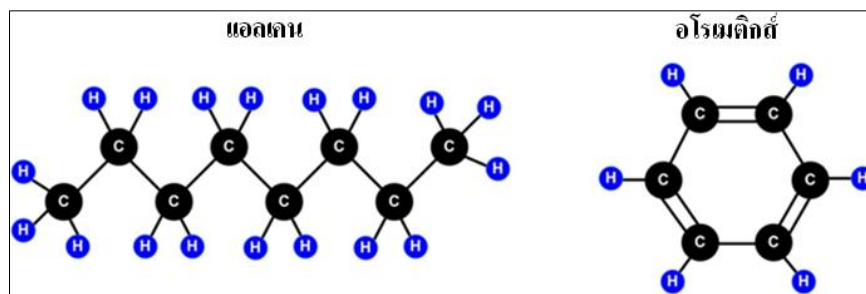
1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหาการวิจัย

น้ำมันดิบมีลักษณะองค์ประกอบที่ผสมกันอย่างซับซ้อน โดยองค์ประกอบส่วนใหญ่ ได้แก่ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีโมเลกุลหลากหลายรวมตัวกันตั้งแต่ขนาดเล็กจนถึงโมเลกุลขนาดใหญ่ นอกจากนี้ยังมีสารอนินทรีย์ ได้แก่ กำมะถัน ออกซิเจน และไนโตรเจน รวมถึงโลหะบางชนิด ได้แก่ โครเมียม ทองแดง เหล็ก นิกเกิล โซเดียม และวานาเดียมปนอยู่ในสารประกอบไฮโดรคาร์บอนดังกล่าวด้วย

ลักษณะและคุณสมบัติของน้ำมันดิบจะแตกต่างกันออกไปในแต่ละแหล่งผลิตขึ้นอยู่กับสัดส่วนของไฮโดรคาร์บอนที่มีอยู่ในน้ำมันดิบแหล่งนั้น ๆ ซึ่งจะเป็นตัวชี้วัดคุณค่า การกำหนดวิธีการและกระบวนการกลั่นที่เหมาะสมอีกด้วย

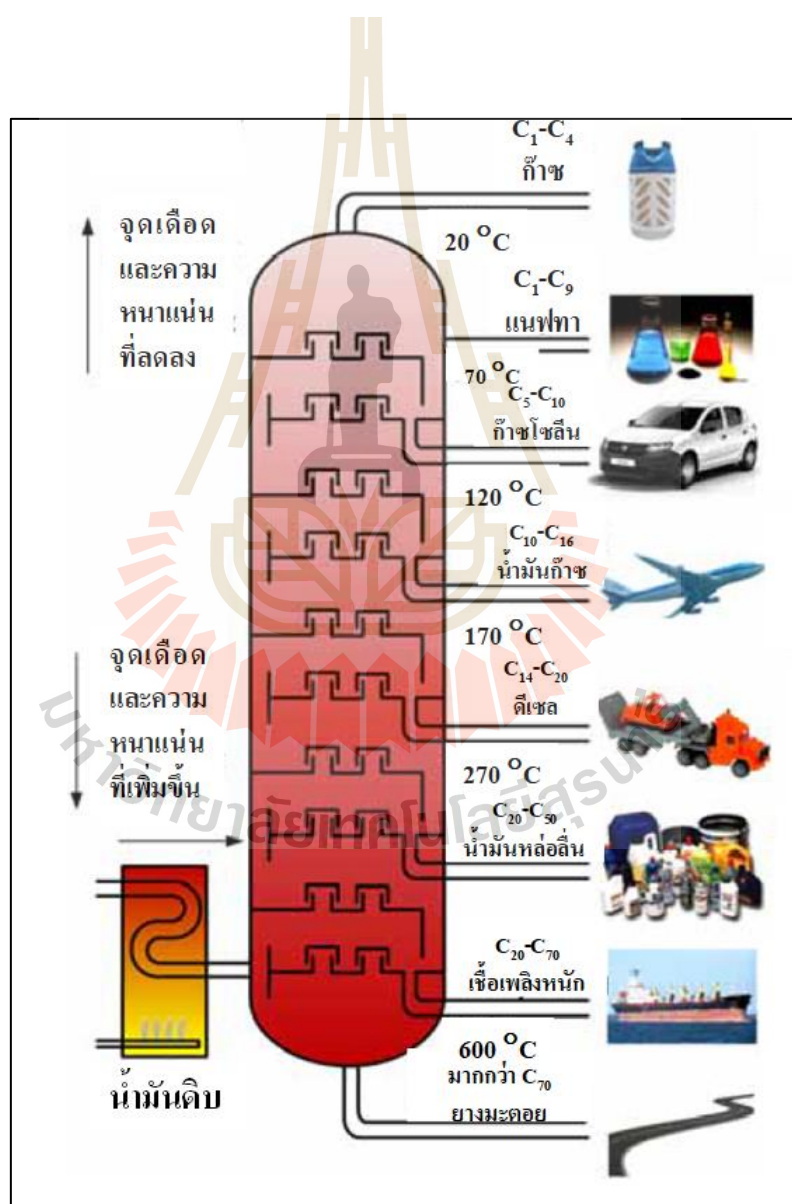
สารประกอบไฮโดรคาร์บอนสามารถจำแนกได้เป็น 3 ประเภทคือ

- 1) พาราฟิน (Paraffins or Alkanes) เป็นสารประกอบที่มีโมเลกุลในรูปอะตอมของคาร์บอนจับแขนต่อกันเป็นเส้นตรง
- 2) แนฟทีน (Naphthene or Cyclo alkanes) เป็นสารประกอบโมเลกุลเป็นรูปวงแหวนเกิดจากการจับแขนของอะตอมคาร์บอนเกิดเป็นวง
- 3) อะโรมาติก (Aromatics) เป็นสารประกอบโมเลกุลเป็นรูปวงแหวนเกิดจากการจับแขนของอะตอมคาร์บอน 6 อะตอมขึ้นไป หรือจับแขนต่อกันเป็นวงแหวน รูปที่ 1.1 แสดงตัวอย่างโครงสร้างสารประกอบไฮโดรคาร์บอน (Priscilla G. McLeroy, 2562)



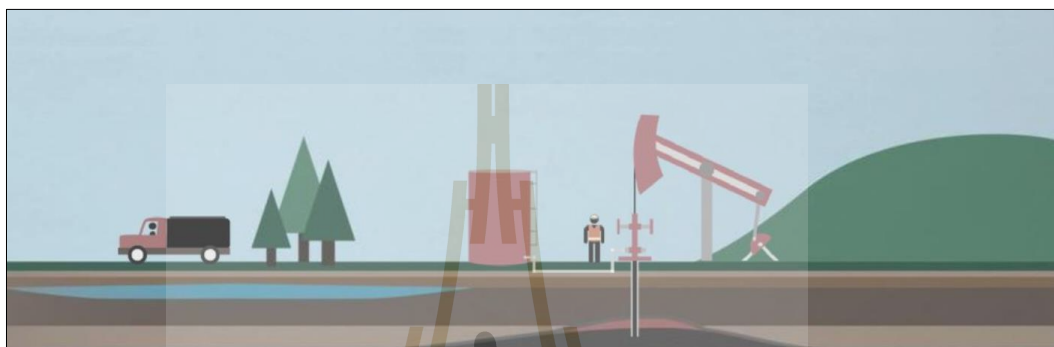
รูปที่ 1.1 ตัวอย่างโครงสร้างสารประกอบไฮโดรคาร์บอน (Devold, 2013)

สารประกอบไฮโดรคาร์บอนทั้ง 3 ประเภทนี้จะอยู่รวมกันทั้งโมเลกุลขนาดเล็กจนถึงโมเลกุลขนาดใหญ่ โมเลกุลขนาดเล็กจะมีจำนวนอะตอมคาร์บอนน้อย เช่น ก๊าซมีเทน (CH_4) โพรเพน (C_3H_8) และบิวเทน (C_4H_{10}) เมื่ออยู่ในอุณหภูมิห้องจะเปลี่ยนสภาพเป็นแก๊สทันทีและติดไฟได้ง่ายเนื่องจากจุดเดือดต่ำและเมื่อโมเลกุลของไฮโดรคาร์บอนมีจำนวนอะตอมคาร์บอนมากขึ้นจะมีจุดเดือดสูงขึ้น ดังนั้นในการแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนออกเป็นส่วนต่าง ๆ จะใช้ค่าจุดเดือดที่แตกต่างกันเป็นเกณฑ์ในการกลั่นแยกดังแสดงในรูปที่ 1.2 ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการกลั่น เช่น น้ำมันเบนซิน ดีเซล และวัสดุที่ใช้ในอุตสาหกรรมพอลิเมอร์ เครื่องสำอางและยา (Devold, 2013)

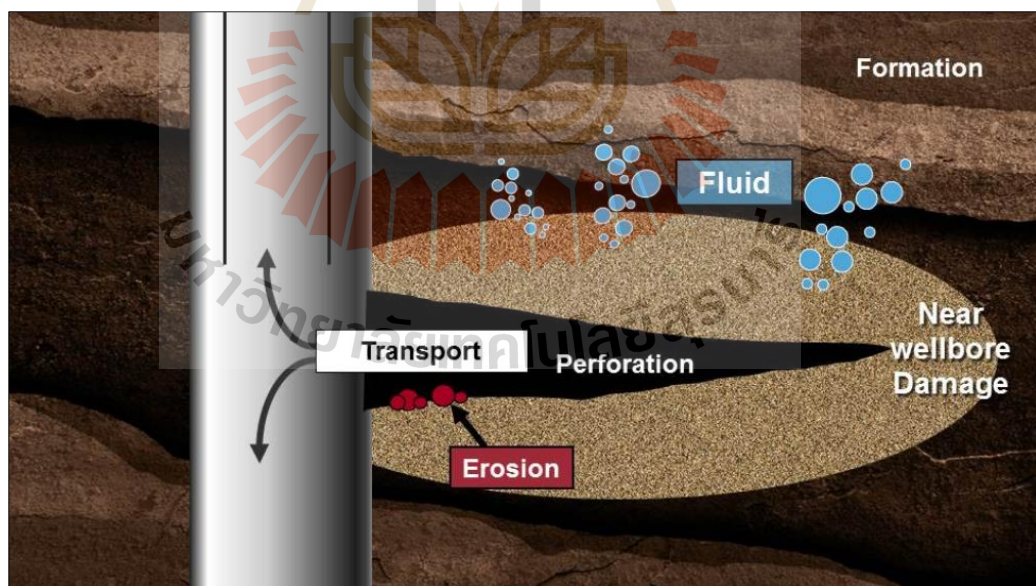


รูปที่ 1.2 กระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ (Devold, 2013)

กระบวนการผลิตน้ำมันดิบเป็นขั้นตอนแรกที่สำคัญมากในกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ รูปที่ 1.3 แสดงกระบวนการผลิตปิโตรเลียม คือ กระบวนการที่น้ำมันดิบจากชั้นหินไหลเข้าสู่ท่อผลิตไปที่ปากหลุมและจะถูกส่งเข้ากระบวนการอื่น ๆ ถัดไป ในกระบวนการผลิตน้ำมันดิบ ปัญหาหลักมาจาก Sand production คือ เมื่อน้ำมันดิบไหลเข้าสู่ท่อผลิตได้พาตะกอนทรายเข้ามาด้วย ดังแสดงในรูปที่ 1.4



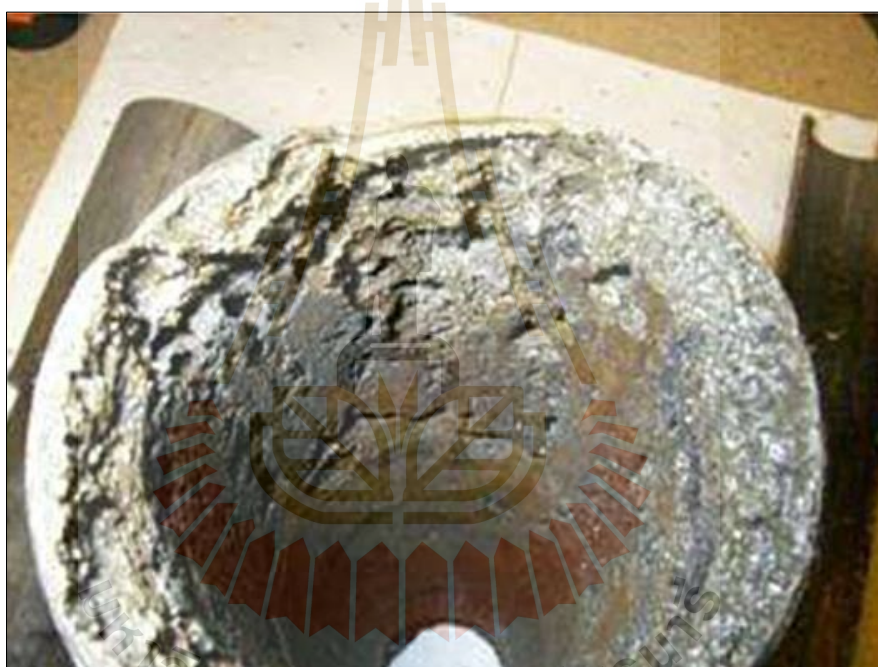
รูปที่ 1.3 กระบวนการผลิตปิโตรเลียม (Lundqvist, 2020)



รูปที่ 1.4 Sand production (PETROBLOGWEB, 2020)

จากรูปที่ 1.4 พบว่าชิ้นส่วนท่อผลิต (Tubing) เป็นส่วนที่สัมผัสกับน้ำมันดิบที่มีอนุภาคปนเปื้อน เช่น ทราย โคลนและหินดินดานในขณะขุดเจาะ ทำให้เกิดความเสียหายในรูปแบบของ

การกัดสีและกัดเซาะกับเนื้อวัสดุอีกทั้งในกระบวนการผลิตน้ำมันดิบ ท่อผลิตสัมผัสกับน้ำมันดิบที่ปนเปื้อนด้วยน้ำ (H_2O) ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โซเดียมคลอไรด์ ($NaCl$) โพแทสเซียมไฮดรอกไซด์ (KOH) ที่ส่งผลต่อการกัดกร่อนที่เกิดขึ้นในท่อผลิต (Aurepatipan, Champreda, Kanokratana, Chitov, & Bovonsombut, 2018) ท่อผลิตจึงได้รับความเสียหายจากการกัดเซาะ-การกัดกร่อนดังแสดงในรูปที่ 1.5 (Hamzah, Stephenson, & Strutt, 1995) ความเสียหายที่เกิดขึ้นนี้ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิต การรั่วซึมของน้ำมันดิบ เมื่อไม่สามารถเปลี่ยนท่อผลิตได้ทัน นำไปสู่การเสียเวลา และค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนท่อผลิต เพื่อให้สามารถดำเนินการผลิตต่อไปได้ (Ghosh, Tick, Akyol, & Zhang, 2019)



รูปที่ 1.5 ความเสียหายท่อผลิตจากกระบวนการกัดเซาะ-กัดกร่อน (Medvedovski, 2015)

โดยปกติท่อผลิตทำจากเหล็กกล้าคาร์บอน ซึ่ง J55 และ AISI 1045 ถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายเนื่องจากราคาที่ถูกลงและมีความแข็งแรงสูง แต่ยังมีข้อด้อยสมบัติทางด้านอื่น ๆ เช่น ความต้านทานการกัดกร่อน มีนักวิจัยจำนวนมาก (Guo et al., 2006; Islam and Farhat, 2013; Madsen, 1988; Nguyen et al., 2016; Stack and Abd El-Badia, 2008; Tang et al., 2008; Tian and Cheng, 2008; Yang and Cheng, 2012) ได้ศึกษาความเสียหายจากกระบวนการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของเหล็กกล้าคาร์บอน เช่น J55 X65 X70 AISI 1018 และ AISI 1045 โดยประเมินความเสียหายจาก ปริมาณมวลที่หายไป (Mass loss) การวัดทางเคมีไฟฟ้า (Electrochemical) ระบบเง็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว

(Impingement jet systems) และระบบการทดสอบการกัดเซาะแบบเปียก (Wet erosion test rigs) ในการศึกษาชิ้นส่วนโลหะต่าง ๆ เช่น ท่อผลิต ท่อกรู และระบบท่อขนส่งน้ำมันและก๊าซ โดยใช้สารละลายจำลองผสมทราย พบว่าความเสียหายของ J55 ที่สัมผัสกับน้ำมันดิบเกิดจากไบคาร์บอเนต (HCO_3^-) ที่แตกตัวเป็นไฮโดรเจนไอออน (H^+) ส่งผลต่อกระบวนการกัดกร่อนมากยิ่งขึ้น (Guo, Lu, & Luo, 2006; Islam & Farhat, 2013; Madsen, 1988; Tian & Cheng, 2008) ความเสียหายของ AISI 1045 ในสารละลายโซเดียมซัลเฟต (Na_2SO_4) ส่วนใหญ่มาจากการกัดกร่อนที่มีการกัดเซาะมาช่วยกระตุ้น ซึ่งในการศึกษาดังกล่าวเน้นไปที่ตัวแปร เช่น ความเร็วของสารละลาย มุมตกกระทบของอนุภาคแขวนลอยในสารละลาย ความเข้มข้นของสารละลาย และปริมาณความเข้มข้นทราย โดยไม่ได้ประเมินผลกระทบของขนาดทราย ซึ่งเป็นพารามิเตอร์สำคัญที่ส่งผลกระทบต่อความเสียหายของท่อและวัสดุที่ใช้ผลิตท่อ โดยเฉพาะ J55 และ AISI 1045 ในกระบวนการผลิตน้ำมันดิบ นอกจากนี้ในรายงานวิจัยส่วนใหญ่ยังขาดผลวิเคราะห์ทางด้านองค์ประกอบบนพื้นผิวจากกระบวนการกัดเซาะ-การกัดกร่อนในการจำแนกลักษณะองค์ประกอบที่เกิดขึ้นบนพื้นผิวเกี่ยวกับโครงสร้างอะตอมและโมเลกุลของวัสดุ เช่น สถานะออกซิเดชันของผลิตภัณฑ์การกัดกร่อน ด้วยเครื่องสเปกโตรสโกปีของอนุภาคอิเล็กตรอนที่ถูกปลดปล่อยด้วยรังสีเอกซ์ (X-ray photoelectron spectroscopy, XPS) ดังนั้นในงานวิจัยฉบับนี้ ได้ศึกษาถึงผลกระทบจากขนาดอนุภาคทรายที่ส่งผลต่อกระบวนการกัดเซาะ-กัดกร่อน ของเหล็ก AISI 1045 และ J55 ในน้ำมันดิบ โดยเพิ่มเทคนิค XPS มาช่วยบ่งลักษณะองค์ประกอบบนพื้นผิวของชิ้นงานหลังทดสอบ เพื่อให้เข้าพหุติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนดียิ่งขึ้น

1.2 วัตถุประสงค์ของการทำวิจัย

เพื่อศึกษาพหุติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของท่อในกระบวนการผลิตน้ำมันดิบบนบก รวมถึงประเมินอายุการใช้งานของท่อผลิตน้ำมันดิบ โดยเปลี่ยนแปลงขนาดทราย 500 1000 และ 2000 ไมโครเมตร

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

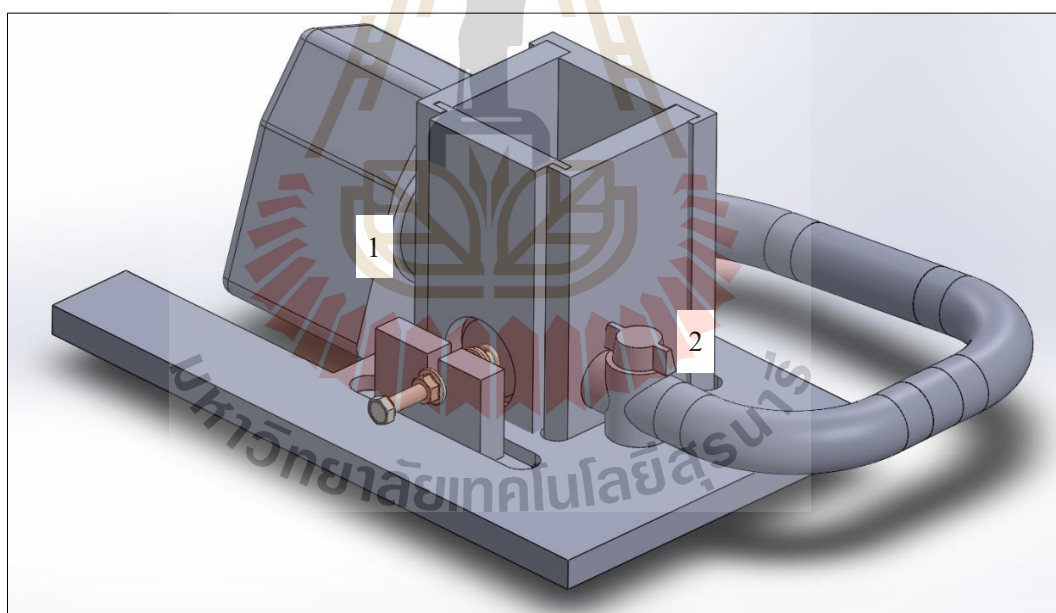
1.3.1 วัสดุโลหะที่ใช้เป็นตัวแทนของท่อผลิตน้ำมันดิบบนบก (Onshore crude oil production tubing) คือ เหล็กกล้า AISI 1045 เป็นวัสดุตามมาตรฐานอุตสาหกรรมเหล็ก (American iron and steel institute) และเหล็กท่อ J55 ที่ใช้งานจริงในปัจจุบันจากแหล่งผลิตน้ำมัน ณ อำเภอ ลานกระบือ ตัดให้มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 20 มิลลิเมตร ความหนา 6 มิลลิเมตร สำหรับศึกษาพหุติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนในระดับห้องปฏิบัติการ (Laboratory scale)

1.3.2 ตรวจสอบโครงสร้างจุลภาคด้วยกล้องจุลทรรศน์แบบใช้แสง (Optical microscope, OM) และตรวจสอบส่วนผสมทางเคมีด้วยเครื่องวิเคราะห์ส่วนผสมทางเคมี (Optical emission spectrometer, OES)

1.3.3 เตรียมผิวชิ้นงานทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อนให้มีความหยาบผิวใกล้เคียงกับพื้นผิวของท่อที่ใช้งานจริง คือ 0.4 ไมโครเมตร วัดค่าความหยาบผิวด้วย Surface roughness tester เพื่อเป็นข้อมูลพื้นฐานและเปรียบเทียบกับความหยาบผิวของท่อที่ใช้งานจริง

1.3.4 ตัวอย่างน้ำมันดิบบนบกที่ใช้ คือ น้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันฝาง ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ทดสอบวิเคราะห์หาองค์ประกอบทางเคมีและสมบัติพื้นฐานของน้ำมันดิบบางประการ เช่น ความหนืด (Viscosity) ค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) จุดหลอมเหลว (Melting point) ความถ่วงจำเพาะ (Specific gravity) เป็นต้น

1.3.5 ศึกษาพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของท่อผลิตน้ำมันดิบตามตัวอย่างโมเดล ดังแสดงในรูปที่ 1.6 โดยปรับโมเดลให้ใกล้เคียงกับสภาพการผลิตน้ำมันดิบให้มากที่สุด



รูปที่ 1.6 โมเดลทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

จากรูปที่ 1.6 แสดงโมเดลการทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อนประกอบไปด้วยส่วนที่ 1 บั้มทำหน้าที่ดูดทรายและน้ำมันดิบเพื่อส่งต่อไปยังส่วนที่ 2 ส่วนทดสอบการกัดเซาะ คือ รูปนทรายและน้ำมันดิบผ่านหน้าชิ้นงานทดสอบในแนวนานกับพื้นผิวชิ้นงานตามลักษณะการไหลของน้ำมันดิบผ่านผิวท่อ จากโมเดลที่แสดงในรูปที่ 1.6 คาดว่าจะได้ผลการทดสอบที่น่าสนใจ คือ

(ก) พฤติกรรมการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) ใช้ น้ำมันดิบเป็นตัวกลางการกัดกร่อนอย่างเดียวไม่เติมทราย วัดผลอัตราการกัดกร่อน โดยใช้เครื่อง โปเทนชิโอสแตท

(ข) พฤติกรรมขององค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) มีผลกระทบจากการกัดเซาะด้วยอนุภาคของทราย ใช้ น้ำมันดิบผสมทรายเป็นตัวกลางการกัดกร่อน วัดผลอัตราการกัดกร่อน โดยใช้เครื่อง โปเทนชิโอสแตท

(ค) พฤติกรรมการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) ใช้ น้ำมันดิบผสมทราย ในขณะที่ทดสอบร่วมกับการป้องกันการกัดกร่อนด้วยระบบ Cathodic protection ประเมินความเสียหายโดยชั่งมวลสูญเสียของชิ้นงานทดสอบ

(ง) พฤติกรรมผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) ใช้ น้ำมันดิบผสมทราย ในขณะที่ทดสอบไม่ติดตั้ง Cathodic protection ประเมินความเสียหายโดยชั่งมวลสูญเสียของชิ้นงานทดสอบ

1.3.6 การทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน ต้องควบคุมตัวแปรในระหว่างการทดลอง ดังนี้

(ก) ควบคุมความเร็วในการพ่นน้ำมันดิบผสมทรายให้คงที่ ที่ 1.4 เมตรต่อวินาที (1.4 m/s) โดยคำนวณมาจากสูตรอัตราการไหล ดังนี้

$$Q = Av \quad (1)$$

เมื่อ

Q คือ อัตราการไหล มีหน่วยเป็น ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที (m^3/s)

A คือ พื้นที่หน้าตัดการไหล มีหน่วยเป็น ตารางเมตร (m^2)

v คือ ความเร็วเฉลี่ยของการไหล มีหน่วยเป็น เมตรต่อวินาที (m/s)

(ข) อุณหภูมิในการทดลองควบคุมให้คงที่ ที่ 50 องศาเซลเซียส เพื่อให้เกิดการไหล ตัวส่งผลให้เกิดการนำไฟฟ้าเพื่อให้เครื่อง โปเทนชิโอสแตทสามารถวัดเส้นโค้งโพลาริเซชันได้

(ค) มีการเปลี่ยนแปลงขนาดอนุภาคทรายที่ 500 1000 และ 2000 ไมโครเมตร ปริมาณความเข้มข้นทราย 120 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตร

1.3.7 การวิเคราะห์ภายหลังการทดสอบ

(ก) น้ำมันดิบ วิเคราะห์ปริมาณ ไอออนในสารละลายน้ำแยกน้ำมันดิบด้วยเครื่อง Inductively couple plasma-optical emission spectrometer (ICP-OES)

(ข) พื้นผิวหลังทดสอบวิเคราะห์ความเสียหายของพื้นผิวด้วยกล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด (Scanning electron microscope, SEM) และเครื่องวิเคราะห์องค์ประกอบบนพื้นผิววัสดุด้วยสเปกโตรสโคปีของอนุภาคอิเล็กตรอนที่ถูกปลดปล่อยด้วยรังสีเอกซ์ (X-ray photoelectron spectroscopy, XPS)

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัย

1.4.1 ทราบถึงพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของวัสดุที่ใช้ผลิตท่อในกระบวนการผลิตน้ำมันดิบจากลานกระบือ (J55) และเหล็กกล้า AISI 1045 จากการทดสอบด้วยน้ำมันดิบจริง และมีการเปลี่ยนแปลงขนาดทราย

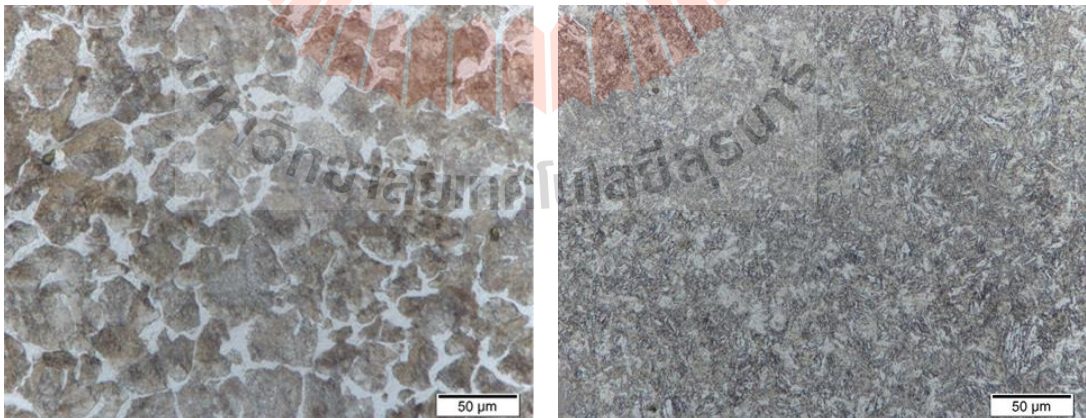
1.4.2 ในเชิงอุตสาหกรรมผลสำเร็จของงานวิจัยในโครงการนี้มีผลประโยชน์โดยตรงต่อการประเมินอายุการใช้งานของชิ้นส่วนท่อในอุตสาหกรรมการผลิตน้ำมันดิบบนภาคพื้นดิน

บทที่ 2

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 วัสดุที่ใช้ทำท่อผลิตน้ำมัน

โลหะที่ใช้ทำท่อผลิตน้ำมันถูกกำหนดให้เป็นไปตามมาตรฐาน American petroleum institute (API) โดยเหล็กกล้าคาร์บอนที่นิยมใช้ในกระบวนการผลิตท่อคือ J55 และ AISI 1045 โครงสร้างจุลภาคประกอบด้วยเฟสเฟอร์ไรต์และเฟสเพิร์ลไลต์ ดังแสดงในรูปที่ 2.1 ส่งผลให้มีคุณสมบัติทางกลที่ตอบสนองต่อการใช้งาน คือ มีความสามารถในการอบชุบ (Heat treatable) มีความแข็งแรงสูง (High strength) และมีราคาถูก ซึ่ง J55 มีช่วงองค์ประกอบทางเคมีของธาตุคาร์บอนที่กว้าง (López, Pérez, & Simison, 2003) แต่ J55 ที่เลือกมาใช้ในงานวิจัยครั้งนี้เลือกที่ปริมาณคาร์บอนร้อยละ 0.4696 โดยน้ำหนัก เนื่องจากมีค่าใกล้เคียงกับท่อผลิตจากแหล่งขุดเจาะน้ำมันลานกระบือ องค์ประกอบทางเคมีของ J55 และ AISI 1045 ดังแสดงในตารางที่ 2.1 นอกจากนี้เหล็กกล้าคาร์บอนแล้ว เหล็กกล้าไร้สนิมกลุ่มมาร์เทนซิติก เช่น เกรด L80-13Cr เกรด AISI 420 เป็นต้น ก็นิยมใช้งานในกระบวนการผลิตน้ำมันและแก๊ส เนื่องจากมีความสามารถในการต้านการกัดกร่อนที่ดีกว่าและมีความแข็งแรงที่สูง



AISI 1045

J55

รูปที่ 2.1 โครงสร้างจุลภาคของ AISI 1045 และ J55

ตารางที่ 2.1 องค์ประกอบทางเคมีของเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55 (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

เหล็กกล้า	ส่วนผสมทางเคมี (ร้อยละโดยน้ำหนัก)							ค่าความแข็ง
	C	Si	Mn	P	S	Mo	Fe	HRB
AISI 1045	0.4700	0.2523	0.7168	0.0117	0.0033	0.0053	balance	92.73
J55	0.4696	0.3449	0.8764	0.0157	0.0298	0.0087	balance	96.80

ความหยาบผิวสำเร็จของท่อจะแสดงดังตารางที่ 2.2 เป็นความหยาบผิวที่ขึ้นอยู่กับกระบวนการขึ้นรูปที่แตกต่างกัน

ตารางที่ 2.2 ความหยาบผิวหลังผ่านกระบวนการขึ้นรูป (Varco, 2014)

R_a μm	50	37.5	25	12.5	6.3	3.2	1.6	0.8	0.4	0.2	0.1	0.05
R_a μin	2000	1500	1000	500	250	125	63	32	16	8	4	2
Hot Extruded												
Cold Drawn												
Smooth Bore												
Electropolished												

ท่อขนส่ง ท่อผลิต รวมทั้งข้อต่อขึ้นส่วนในกระบวนการผลิตน้ำมันนั้นหลังผ่านกระบวนการขึ้นรูปแล้วจะนำมาปรับพื้นผิวเป็นลำดับสุดท้ายทำให้พื้นผิวสำเร็จ มีความหยาบผิวอยู่ในช่วง Smooth Bore (Sharma, 2017)

2.2 แหล่งน้ำมันดิบที่ใช้ในงานวิจัย

แหล่งปิโตรเลียมบนบกของไทยที่ใช้ในการศึกษานี้มีอยู่ 2 บริเวณ คือ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จำนวน 2 แหล่ง ประกอบด้วย แหล่งก๊าซธรรมชาติน้ำพองและแหล่งก๊าซธรรมชาติสินภู่ออม อีกบริเวณ คือ ภาคเหนือและภาคกลาง ประกอบด้วยแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ ทับเรต แหล่งน้ำมันในพื้นที่อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร มีอัตราการผลิตเฉลี่ยประมาณ 30,000 บาร์เรลต่อวัน และแหล่งน้ำมันฝาง บริเวณอำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ปัจจุบันมีอัตราการผลิต

น้ำมันดิบประมาณ 1,000 บาร์เรลต่อวัน (วิมุตกุล, 2560) โดยในงานวิจัยนี้ได้เลือกน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันฝาง ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ จากการตรวจสอบคุณสมบัติทางกายภาพของน้ำมันดิบได้ผลดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 คุณสมบัติทางกายภาพน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันฝาง ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

คุณสมบัติทางกายภาพ	ค่าคุณสมบัติที่วัดได้
จุดไหลเท	36 องศาเซลเซียส
ค่าความเป็นกรด-ด่าง	7.41 ± 0.02
ความหนืด	4.7 mPa·s
ความถ่วงจำเพาะ	0.86
อัตราการไหล	3.81 x 10 ⁻⁴ ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที
สี	น้ำตาลดำ

การวิเคราะห์น้ำมันดิบเริ่มจากการทดสอบคุณสมบัติต่าง ๆ ทางฟิสิกส์ การหาปริมาณธาตุและสารเจือปน วิธีการวิเคราะห์น้ำมันดิบส่วนใหญ่เป็นไปตามมาตรฐาน American society for testing and materials (ASTM) วิธีการของ Institute of petroleum (IP) และวิธีการของ Universal oil products (UOP) หลักเกณฑ์ทั่วไปที่ใช้ในการวิเคราะห์มีดังนี้

1) ความหนาแน่นและความถ่วงจำเพาะ (Density, Specific gravity และ API gravity) เป็นค่าที่แสดงถึงความเบาของน้ำมัน สามารถแสดงได้ 3 แบบ คือ

1.1) ความหนาแน่น (Density) คือน้ำหนักของน้ำมันต่อปริมาตรของน้ำมัน ณ อุณหภูมิใดอุณหภูมิหนึ่ง

1.2) ความถ่วงจำเพาะ (Specific gravity) คืออัตราส่วนของน้ำหนักของน้ำมันต่อน้ำหนักของน้ำที่มีปริมาตรเท่ากันภายใต้สภาวะเดียวกัน

1.3) ความถ่วง API (API gravity) เป็นฟังก์ชันพิเศษของความถ่วงจำเพาะที่อุณหภูมิ 60/60°F (Sp.Gr.60/60°F) สามารถเขียนความสัมพันธ์ได้ดังนี้

ความถ่วง API, 60°F มีค่าเท่ากับ (141.5/Sp.Gr.60/60°F)-131.5

ค่าความถ่วง API เป็นค่าที่นิยมใช้ เนื่องจากสะดวกในการใช้ประโยชน์และสามารถเปลี่ยนค่า API ให้เป็นค่าความถ่วงจำเพาะ หรือความหนาแน่นได้ โดยใช้ตาราง ASTM D-1250, API Standard : 2540 หรือ IP : 200

2) ความหนืด (Viscosity) เป็นการวัดความต้านทานการไหลของน้ำมัน โดยอาศัยแรงยึดเหนี่ยวระหว่างโมเลกุล น้ำมันที่มีความหนืดน้อยจะไหลได้เร็วกว่าน้ำมันที่มีความหนืดมาก นอกจากนี้ค่าความหนืดยังเปลี่ยนแปลงได้ตามอุณหภูมิและความดัน เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นระหว่างระหว่างโมเลกุลเพิ่มขึ้น ค่าความหนืดจะลดลง น้ำมันจึงไหลได้เร็วขึ้น เครื่องมือที่ใช้หาค่าความหนืดของน้ำมันมีหลายแบบ ได้แก่ Kinematic (ASTM D-445), Say bolt universal (ASTM D-88), Redwood, Engler การเลือกใช้เครื่องมือขึ้นอยู่กับประเภทของน้ำมันและความนิยมของแต่ละประเทศ

3) จุดไหลเท (Pour point) เป็นอุณหภูมิต่ำสุดที่น้ำมันยังคงไหลได้ภายใต้มาตรฐานที่กำหนดให้ จุดไหลเทของน้ำมันเป็นคุณสมบัติบอถึงความเป็นพาราฟิน (Paraffinic) หรืออะโรมาติก (Aromatic) มากน้อยเพียงใด โดยปริมาณพาราฟินในน้ำมันดิบที่สูงมักจะมีจุดไหลเทสูง มีประโยชน์ใช้ในการออกแบบระบบการสูบและขนส่งน้ำมัน โดยทางท่อ การวิเคราะห์หาจุดไหลเทใช้วิธีการตามมาตรฐาน ASTM D-97 หรือ IP 15

4) ปริมาณน้ำและตะกอน (Water and sediment) น้ำในน้ำมันดิบอาจอยู่ในรูปของสารละลายผสมหรืออาจเป็นหยดน้ำ น้ำมันดิบที่ได้จากการผลิตใหม่ ๆ จะมีน้ำอยู่เป็นปริมาณมาก ในส่วนของตะกอนในน้ำมันดิบนั้นจะกระจายอยู่ในน้ำมันหรือน้ำ โดยตะกอนเหล่านี้จะทำให้เกิดการอุดตันของเครื่องมือ การกัดกร่อนเนื่องจากการสลายตัวของคลอไรด์ และส่งผลเสียต่อคุณภาพของน้ำมันเตาที่ได้

5) ปริมาณเกลือ (Salt content) เนื่องจากน้ำมันดิบผลิตจากใต้ดินที่มีน้ำปนอยู่ด้วย ซึ่งน้ำเป็นตัวทำละลายที่ดีทำให้มีเกลือติดอยู่ในน้ำมันดิบ จะเห็นได้ว่าปริมาณเกลือในน้ำมันดิบขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำและแหล่งของน้ำมันดิบนั้น ๆ

6) ปริมาณกำมะถัน (Sulphur) โดยทั่วไปในน้ำมันดิบจะมีปริมาณกำมะถันปะปนอยู่และส่งผลต่อการกัดกร่อนและทำลายสิ่งแวดล้อม ในกระบวนการกลั่นจึงจำเป็นต้องสกัดเอากำมะถันออก โดยวิธีการและเครื่องมือที่ใช้ในหาปริมาณกำมะถันมีหลายแบบ ได้แก่ การใช้ Adiabatic oxygen bomb (ASTM D-129) การใช้ X-ray spectrophotometer (ASTM D-2622) และการใช้ Raney-nickel apparatus

7) ปริมาณอัตรากากถ่าน (Conradson carbon residue) เป็นการหาปริมาณกากถ่านที่เหลืออยู่หลังจากการเผาไหม้ซึ่งน้ำมันดิบที่มีอัตรากากถ่านสูง จะมีปริมาณ Asphalt และ Lubricating oil

fraction สูงด้วย การวิเคราะห์หาปริมาณอัตรากากถ่านทำได้โดยวิธีการตามมาตรฐาน ASTM D-189 หรือ IP 13

8) ปริมาณโลหะ (Metals content) ปริมาณโลหะบางชนิดที่มีอยู่ในน้ำมันดิบ ปริมาณโลหะที่มักจะวิเคราะห์หาในน้ำมันดิบ ได้แก่ วานเดียม นิกเกิล ทองแดง และเหล็ก โดยปริมาณโลหะในน้ำมันดิบหาได้โดยการวิเคราะห์ด้วยเครื่อง Atomic absorption หรืออาจใช้ X-ray technique

9) ปริมาณไข (Wax content) น้ำมันที่มีปริมาณไขสูงจะมีความยุ่งยากในกระบวนการสุบ ถ่ายและขนส่ง การหาปริมาณไขทำได้หลายวิธี เช่น วิธีการ UOP A46 และ Shell method series M69-6

10) ความเร็วของน้ำมันดิบที่พุ่งชนผิวชิ้นงาน

ปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับความเร็ว คือ ความดัน (Pressure) เนื่องจากความดันมีความสัมพันธ์กับแรงต่อพื้นที่หน้าตัด ดังนั้นเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงพื้นที่หน้าตัดจะทำให้ค่าความดันเปลี่ยนแปลงไป ด้วยเราสามารถนำหลักการนี้ไปใช้เพื่อคำนวณหาความเร็วการไหลของของไหลได้ จากสมการของ Bernoulli ที่ว่า ณ ตำแหน่งใด ๆ ในการไหล ผลรวมของความดัน พลังงานจลน์ต่อปริมาตร และพลังงานศักย์ต่อปริมาตรจะมีค่าคงที่เสมอ ดังสมการที่ 2

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho gh_1 = P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho gh_2 \quad (2)$$

เมื่อ

P คือ ความดัน มีหน่วยเป็น นิวตันต่อตารางเมตร (N/m^2)

h คือ ความสูง มีหน่วยเป็น เมตร (m)

v คือ ความเร็ว มีหน่วยเป็น เมตรต่อวินาที (m/s)

ρ คือ ความหนาแน่น มีหน่วยเป็น กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตร (kg/m^3)

g คือ แรงโน้มถ่วงของโลก มีค่า 9.81 มีหน่วยเป็น เมตรต่อวินาที² (m/s^2)

และอัตราการไหล (Flow rate) คือ ปริมาณของไหลที่ไหลผ่านพื้นที่หน้าตัดใด ๆ ที่กำหนด มีหน่วยเป็นลูกบาศก์เมตรต่อวินาที ดังแสดงในสมการที่ 1 หรือ ในรูปของปริมาตรต่อหนึ่งหน่วยเวลาแสดงในสมการที่ 3

$$Q = V/t \quad (3)$$

เมื่อ

Q คือ อัตราการไหล มีหน่วยเป็น ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที (m^3/s)

V คือ ปริมาตร มีหน่วยเป็น ลูกบาศก์เมตร (m^3)

t คือ เวลา มีหน่วยเป็น วินาที (s)

จากการคำนวณในสมการที่ 2 และ 3 ได้ค่าความเร็วในการไหลที่ 1.4 เมตรต่อวินาที (1.4 m/s) จึงใช้ความเร็วนี้ในการทดสอบ

11) จุดวาบไฟ (Flash point) คือ อุณหภูมิต่ำสุดของน้ำมันที่ทำให้เกิดไอน้ำมันเป็นปริมาณมากพอ และเมื่อสัมผัสเปลวไฟก็จะทำให้ไฟลุกไหม้ทันที การหาจุดวาบไฟมักใช้วิธีตามมาตรฐาน ASTM D 93 ซึ่งใช้เครื่องมือพิเศษเรียกว่า Pensky-Marten closed cup (PMCC) ใช้สำหรับน้ำมันดีเซลและน้ำมันเตา สำหรับน้ำมันเบา เช่น น้ำมันก๊าด จะใช้เครื่อง Tag closed tester ASTM D 56 ส่วนน้ำมันที่หนัก เช่น น้ำมันหล่อลื่นจะต้องใช้เครื่อง Cleveland open cup (COC) ซึ่งจุดวาบไฟจะไม่มีผลต่อคุณภาพหรือการใช้งานโดยตรง แต่เป็นข้อกำหนดทางกฎหมายเพื่อความปลอดภัยและป้องกันการเกิดอัคคีภัยในการเก็บรักษาและการขนถ่าย เพราะถ้าเกินอุณหภูมิจุดนี้ไปแล้วจะเป็นจุดติดไฟ

12) สี (Color) การวัดสีของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมใช้สำหรับควบคุมการผลิต เนื่องจากสีเป็นลักษณะสำคัญในการบ่งชี้ถึงคุณภาพของผลิตภัณฑ์ สำหรับผู้ใช้งานในบางกรณีสีอาจเป็นตัวบ่งบอกถึงความสะอาดของผลิตภัณฑ์ได้ เมื่อผู้ใช้งานรู้จักเฉดสีของผลิตภัณฑ์นั้น ๆ เป็นอย่างดี อย่างไรก็ตามสีจะไม่สามารถบอกถึงคุณภาพของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมได้เสมอไป ควรใช้คุณภาพอื่น ๆ ประกอบในการตัดสินคุณภาพของผลิตภัณฑ์นั้น ๆ ด้วย (เมฆทอง, 2534)

2.3 อนุภาคทราย

เมื่อหินตะกอนเกิดการผุกร่อน เศษหินและแร่จะหลุดออกมาจากก้อนหินกลายเป็นเม็ดตะกอนแร่ประกอบหิน เช่น แร่ควอตซ์ที่ผุพังกลายเป็นเม็ดทรายที่มีทั้งขนาดใหญ่และขนาดเล็กขึ้นอยู่กับกระบวนการที่น้ำ ลม หรือธารน้ำแข็งที่มากกระทำ (วรัชอำไพ, 2542) ตารางที่ 2.4 แสดงการจำแนกขนาดของตะกอนตามมาตรฐานแห่งสหรัฐอเมริกา (American society of testing and materials, ASTM D 2487) โดยขนาดอนุภาคเป็นปัจจัยหลัก ๆ ที่สร้างความเสียหายในอุตสาหกรรมการผลิตน้ำมันดิบ เนื่องจากทำให้เกิดการสูญเสียเนื้อวัสดุและสมบัติเชิงกล อันเป็นสาเหตุการรั่วซึมซึ่งทำให้มีต้นทุนในการผลิตน้ำมันดิบสูงขึ้นและส่งผลให้สิ่งแวดล้อมมีความเสียหายอีกด้วย ในงานวิจัยฉบับนี้จึงได้เลือกศึกษาขนาดอนุภาคทรายที่ส่งผลต่อกระบวนการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

ตารางที่ 2.4 การจำแนกขนาดของตะกอนตามมาตรฐานแห่งสหรัฐอเมริกา (ASTM D 2487)

ระบบ	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง (มิลลิเมตร)							
	หิน	กรวด	ทราย			ตะกอน	ดินเหนียว	แฉวนลอย
หยาบ			ปานกลาง	ละเอียด				
ASTM D422-63	75	19	4.25	2	0.425	0.075	0.005	0.001

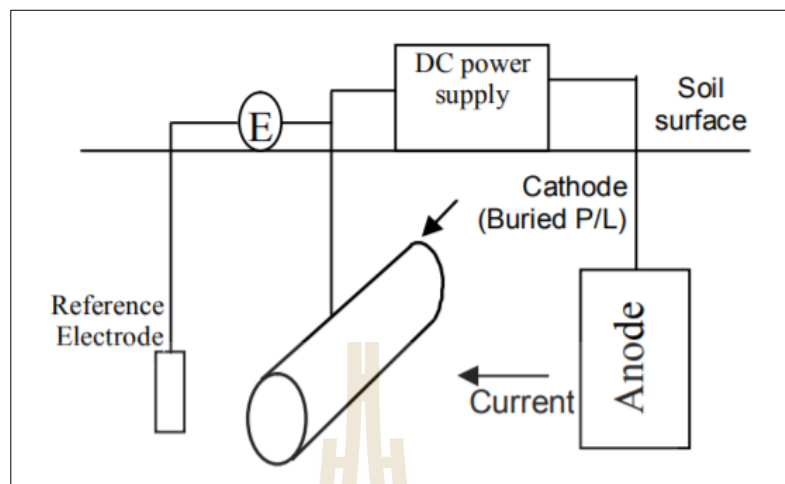
2.4 การป้องกันการกัดกร่อน

1) การป้องกันการกัดกร่อนด้วยระบบแอโนดิก

การป้องกันการกัดกร่อนแบบแอโนดิก (หรือที่เรียกว่าการยับยั้งแบบสร้างฟิล์มปกป้อง) เป็นการใช้กระแสไฟฟ้าทำให้ผิวหน้าของโลหะกลายเป็นโลหะออกไซด์ ใช้กับโลหะที่มีสมบัติพิเศษ คือ เมื่อทำปฏิกิริยากับออกซิเจนจะเกิดเป็นออกไซด์ของโลหะแล้วออกไซด์ของโลหะนั้นจะเคลือบผิวของโลหะไม่เกิดการกัดกร่อนต่อไป (Chang & Yeh, 2015)

2) การป้องกันการกัดกร่อนด้วยระบบแคโทดิกแบบจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง Impressed current cathodic protection (ICCP)

การป้องกันการกัดกร่อนด้วยระบบแคโทดิกจะใช้ไฟฟ้ากระแสตรงจากแหล่งกำเนิดภายนอก เพื่อยับยั้งการกัดกร่อนของโลหะ โดยแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรงมีอยู่ด้วยกัน 2 วิธี คือ จากโลหะกัดกร่อน (Sacrificial anodes) ใช้โลหะที่มีค่าศักย์ไฟฟ้าตามธรรมชาติต่ำกว่า (Anode) มาต่อกับโลหะที่มีค่าศักย์ไฟฟ้าตามธรรมชาติสูงกว่า (Cathode) โลหะที่มีค่าศักย์ไฟฟ้าต่ำกว่าจะเกิดการกัดกร่อน ส่วนโลหะที่มีค่าศักย์ไฟฟ้าสูงกว่าจะได้รับการป้องกันและไม่เกิดการกัดกร่อน แต่เมื่ออายุการใช้งานมากขึ้นโลหะที่มีค่าศักย์ไฟฟ้าตามธรรมชาติต่ำกว่าถูกกัดกร่อนจนเสื่อมสภาพประสิทธิภาพการป้องกันการกัดกร่อนลดลง ในงานวิจัยฉบับนี้จึงเลือกอีกวิธี คือ จ่ายไฟฟ้ากระแสตรง Impressed current cathodic protection (ICCP) กระแสไฟฟ้าที่ใช้เพื่อป้องกันการกัดกร่อนไม่ได้มาจาก แอโนด แต่มาจากจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง แหล่งกำเนิดได้จากเครื่องแปลงไฟฟ้า ระบบ ICCP จะเหมาะในการป้องกันการกัดกร่อนให้กับโครงสร้างโลหะที่ต้องการกระแสไฟฟ้าปริมาณมาก โครงสร้างโลหะที่ต้องการระยะเวลาในการป้องกันสนิมยาวนาน (Bashi, Mailah, & Mohd Radzi, 2004) ดังแสดงในรูปที่ 2.2

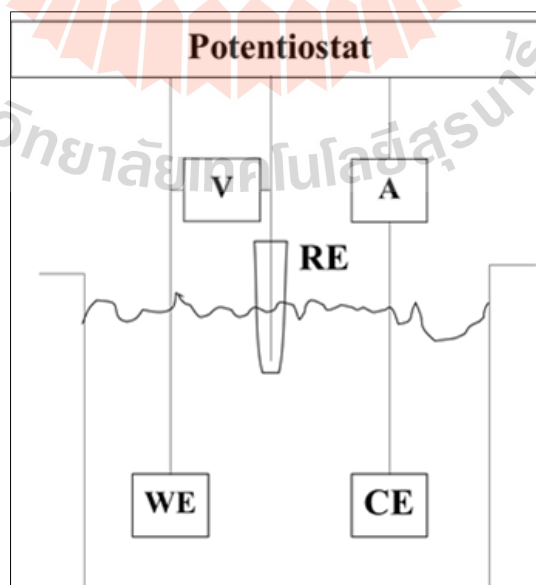


รูปที่ 2.2 หลักการทำงานของ Impressed current cathodic protection (ICCP)

(El-Alem, Azmy, & Hossam-Eldin, 2013)

2.5 การทดสอบการกัดกร่อนด้วยหลักทางไฟฟ้าเคมีและการประมวลผลที่ได้

การวัดศักย์ไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขณะเกิดปฏิกิริยาการกัดกร่อนสามารถทำได้ โดยใช้เครื่องโพเทนชิโอสแตท (Potentiostat analyzer) ดังแสดงในรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 องค์ประกอบของเซลล์ไฟฟ้าแบบสามขั้ว

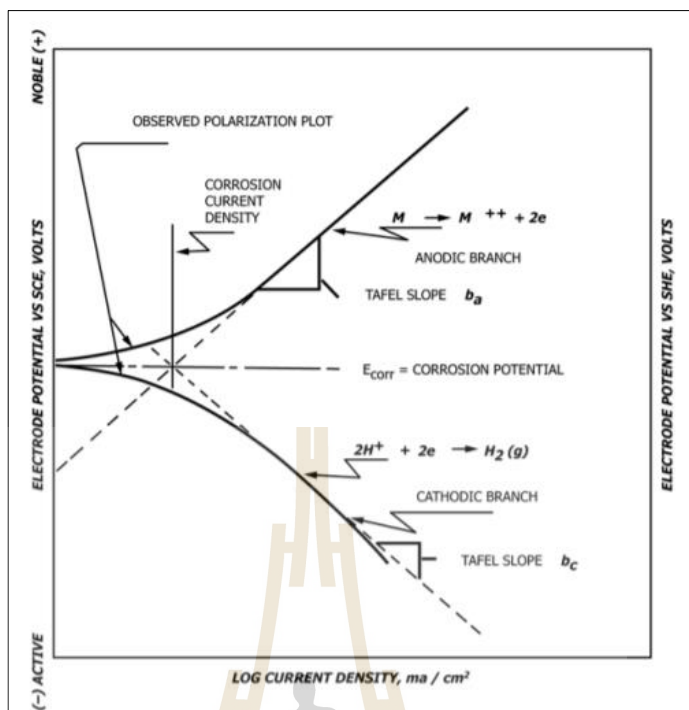
จากรูปที่ 2.3 เห็นได้ว่าการวัดศักย์ไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าโดยเครื่องโพเทนชิโอสแตททำ
ได้ต้องประกอบด้วยขั้วไฟฟ้าหรืออิเล็กโทรด 3 ชนิด เพื่อจัดเตรียมเซลล์ทดสอบการกัดกร่อน
(Corrosion cell) แบบสามขั้วไฟฟ้า (Three electrode cell) คือ

1) ขั้วไฟฟ้าใช้งาน หรืออิเล็กโทรดใช้งาน (Working electrode, WE) คือ โลหะที่ต้องการ
ทดสอบการกัดกร่อน

2) ขั้วไฟฟ้าอ้างอิง หรืออิเล็กโทรดอ้างอิง (Reference electrode, RE) เป็นขั้วไฟฟ้าหรือ
อิเล็กโทรดที่มีเสถียรภาพสูง ศักย์ไฟฟ้าของอิเล็กโทรดใช้งานระหว่างเกิดปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมี
ตัวอย่างของขั้วไฟฟ้าอ้างอิงหรืออิเล็กโทรดอ้างอิงที่นิยมใช้ได้แก่ Ag/AgCl, Saturated calomel
electrode (SCE) และ Cu/CuSO₄ เป็นต้น

3) ขั้วไฟฟ้ากระแส หรืออิเล็กโทรดกระแส (Counter electrode or Auxiliary electrode, CE)
มักทำจากวัสดุเฉื่อย (Inert materials) ได้แก่ แพลทตินัม (Pt) ทองคำ (Au) แกรไฟต์ (Graphite)

จากค่าศักย์ไฟฟ้าและค่ากระแสไฟฟ้าที่วัดได้ เมื่อนำมาสร้างกราฟแสดงความสัมพันธ์
ระหว่างค่าทั้งสองจะได้กราฟที่เรียกว่า กราฟเส้นโพลาริเซชัน (Polarization curve) ดังแสดงในรูป
ที่ 2.4 ซึ่งจากกราฟโพลาริเซชันสามารถหาค่าสำคัญที่มีความหมายทางการกัดกร่อนได้ คือ ค่า
ศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (Corrosion potential, E_{corr}) และค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อน
(Corrosion current density, i_{corr}) จากรูปที่ 2.4 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างศักย์ไฟฟ้าและค่าความ
หนาแน่นกระแสไฟฟ้าของปฏิกิริยาแอโนดิกและปฏิกิริยาแคโทดิกบนพื้นผิวของโลหะที่กำลังเกิด
การกัดกร่อน เมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านขั้วไฟฟ้าที่ผิว ความต่างศักย์ของขั้วทั้งสองจะเกิดการ
เปลี่ยนแปลงดังในเส้นกราฟแอโนดิก (Anodic curve) และเส้นกราฟแคโทดิก (Cathodic curve)
ตามลำดับ โดยที่ความต่างศักย์ของแอโนดจะเปลี่ยนค่าไปในทางบวกส่วนความต่างศักย์ของแคโทด
จะเปลี่ยนค่าไปในทางลบ ในลักษณะเช่นนี้แสดงถึงการเกิดโพลาริเซชันของขั้วทั้งสอง สามารถหา
ค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อนและค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อนได้จากจุดตัดของเส้น
ความชันของเส้นกราฟแอโนดและเส้นกราฟแคโทด (McCafferty, 2010) ดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 เส้นกราฟโพลาริเซชัน (McCafferty, 2010)

เมื่อทราบค่าความต่างศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อนและค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อนแล้วสามารถหาอัตราการกัดกร่อน (Corrosion rate) ได้จากสมการที่ 4 ตามมาตรฐาน ASTM G102-89

$$CR = \frac{0.00327 \times EW \times i_{corr}}{\rho} \quad (4)$$

เมื่อ

CR คือ อัตราการกัดกร่อนมีหน่วยเป็น มิลลิเมตรต่อปี (mm/yr)

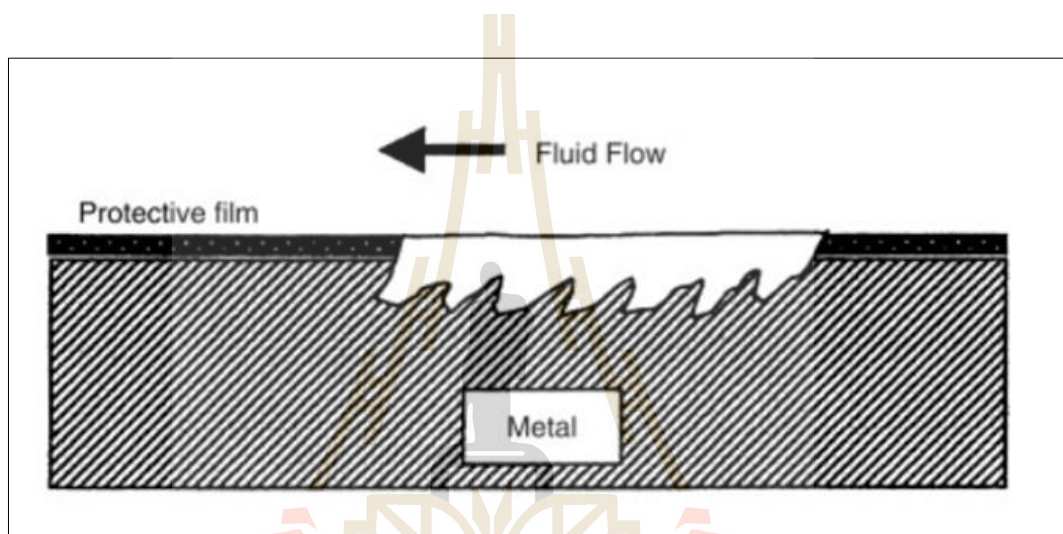
i_{corr} คือ ค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อนมีหน่วยเป็น ไมโครแอมป์แปร์ต่อตารางเซนติเมตร ($\mu A/cm^2$)

EW คือ น้ำหนักสมมูล มีค่า 28.32 ตามมาตรฐาน ASTM G102-89

ρ คือ ความหนาแน่น เช่น เหล็กกล้า AISI 1045 มีค่า 7.807 กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร (7.807 g/cm^3) และเหล็ก J55 มีค่า 7.814 กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร (7.814 g/cm^3) ด้วยเครื่องวัดความหนาแน่น (Radwag AS220 R2+Density Kit, Poland)

2.6 การกัดเซาะ-การกัดกร่อน

การกัดเซาะ-การกัดกร่อน มักเกิดในโลหะที่ถูกรูปร่างใช้งานสัมผัสกับของไหลที่มีอนุภาคของแข็งขนาดเล็กแขวนลอยอยู่ โดยของไหลดังกล่าวมีการเคลื่อนที่สัมพัทธ์และพุ่งชน (Impingement) พื้นผิวของโลหะด้วยอัตราเร็วหนึ่ง ส่งผลให้ผิวโลหะถูกทำลายเปิดโอกาสให้ของไหล (สิ่งแวดล้อมการกัดกร่อน) ทำปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีกับผิวโลหะเปลือยทำให้เกิดการสูญเสียเนื้อโลหะและวัฏจักรการกัดเซาะ-กัดกร่อนจะเกิดอย่างต่อเนื่อง คราบเท่าที่โลหะถูกรูปร่างใช้งานสัมผัสกับของไหลดังกล่าว โดยได้แสดงกลไกการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Tait, 2018) ดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 แบบจำลองกลไกการกัดเซาะ-การกัดกร่อน ("Chapter 4 - Drilling and Well Completions," 2016)

โดยทั่วไปผลรวมอัตราการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion rate, T) แบ่งออกเป็น 4 ส่วนคือ อัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบของการเสริมฤทธิ์กัน (Synergistic components, $\Delta C_e + \Delta E_c$) ดังแสดงในสมการที่ 5

$$T = E_0 + C_0 + S \quad (5)$$

$$S = \Delta C_e + \Delta E_c \quad (6)$$

เมื่อ

S คือ ผลรวมองค์ประกอบของการเสริมฤทธิ์ระหว่างการกัดเซาะและการกัดกร่อนมีหน่วยเป็น มิลลิเมตรต่อปี (mm/yr)

ΔC_e คือ การเปลี่ยนแปลงอัตราการกัดกร่อนที่มีผลกระทบจากการกัดเซาะมีหน่วยเป็น มิลลิเมตรต่อปี (mm/yr)

ΔE_c คือ การเปลี่ยนแปลงอัตราการกัดเซาะที่มีผลกระทบจากการกัดกร่อนมีหน่วยเป็น มิลลิเมตรต่อปี (mm/yr)

ผลรวมขององค์ประกอบการกัดเซาะ (Total erosion components, E_c) และองค์ประกอบการกัดกร่อน (Total corrosion components, C_w) สามารถหาได้จากสมการที่ 7 และ สมการที่ 8 ดังนี้

$$E_c = E_0 + \Delta E_c \quad (7)$$

$$C_w = C_0 + \Delta C_e \quad (8)$$

การคำนวณอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) ดังแสดงในสมการที่ 9

$$E_0 = \left[\frac{\text{mass loss, g}}{\text{exposed area of specimen, mm}^2 \times \text{density, } \left(\frac{\text{g}}{\text{mm}^3}\right) \times \text{time, h}} \right] \times 24 \frac{\text{h}}{\text{day}} \times 365 \frac{\text{day}}{\text{year}} \quad (9)$$

เมื่อ

Mass loss คือ มวลที่สูญเสียไปของชิ้นงานหลังการทดสอบมีหน่วยเป็นกรัม (g)

exposed area of specimen คือ พื้นที่ชิ้นงานที่สัมผัสสารละลาย ในการทดสอบครั้งนี้ มีค่าเท่ากับ 4938.2 ตารางมิลลิเมตร (4938.2 mm²)

density คือ ความหนาแน่นของชิ้นงาน โดยเหล็กกล้า AISI 1045 มีค่า 7.807 กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร (7.807 g/cm³) และเหล็ก J55 มีค่า 7.814 กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร (7.814 g/cm³) ด้วยเครื่องวัดความหนาแน่น (Radwag AS220 R2+Density Kit, Poland)

time คือ เวลาที่ใช้ทดสอบ ในการทดสอบครั้งนี้ใช้เวลาเท่ากับ 2 ชั่วโมง (2 hrs.)

สรุปการคำนวณจากการทำการทดสอบ 4 ส่วน คือ การกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) องค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion component, C_w) วัดอัตราการกัดกร่อนด้วยเครื่องโพเทนชิโอสแตท ที่ไม่เค็มและเค็มทรายในน้ำมันดิบตามลำดับ และใช้สมการที่ 4 ในการคำนวณความเสียหาย ในส่วนของ การกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) ทำการทดสอบด้วยระบบเจ็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) ร่วมกับตู้จ่ายไฟฟ้ากระแสตรง Impressed current cathodic protection (ICCP) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) ที่ทำการทดสอบด้วยระบบเจ็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) โดยที่ไม่ต่อเข้ากับตู้จ่ายไฟฟ้ากระแสตรง Impressed current cathodic protection (ICCP) ประเมินความเสียหายด้วยมวลที่สูญหายไป และใช้สมการที่ 9 ในการคำนวณความเสียหาย

เพื่อศึกษาถึงปัจจัยที่ส่งผลต่อความเสียหายนอกจากการเปรียบเทียบการกัดกร่อนโดยใช้สมการดังกล่าวข้างต้นแล้ว ยังสามารถคำนวณหาปัจจัยการกัดเซาะ-การกัดกร่อนได้จากสมการที่ 10 ถึงสมการที่ 12

การคำนวณปัจจัยที่ส่งผลต่อความเสียหายของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน ดังแสดงในสมการที่ 10 ถึงสมการที่ 12 (ASTM G119)

$$T/(T - S) \quad \text{Total Synergism Factor} \quad (10)$$

$$(C_0 + \Delta C_e)/C_0 \quad \text{Corrosion Augmentation Factor} \quad (11)$$

$$(E_0 + \Delta E_c)/E_0 \quad \text{Erosion Augmentation Factor} \quad (12)$$

เมื่อ

Total Synergism Factor แสดงถึงปัจจัยที่เกิดร่วมกันระหว่างการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

Corrosion Augmentation Factor แสดงถึงปัจจัยการกัดกร่อนส่งผลต่อความเสียหาย

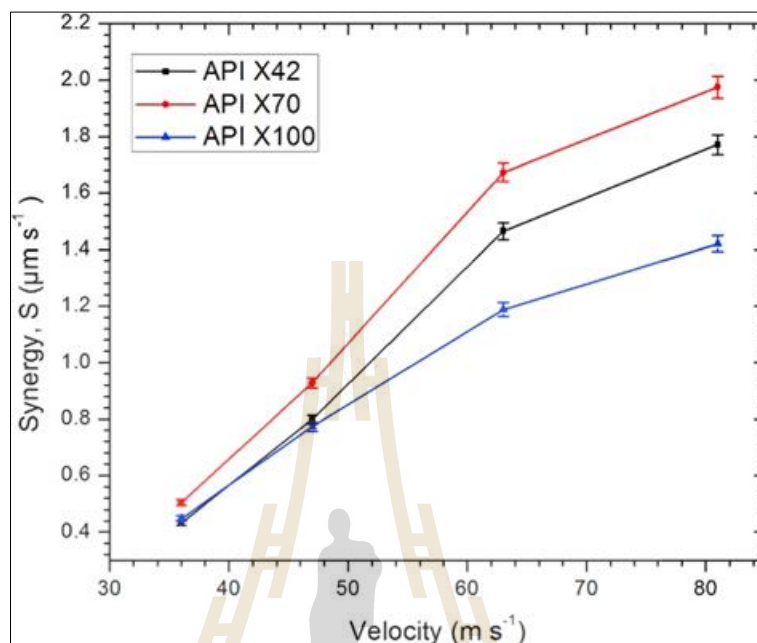
Erosion Augmentation Factor แสดงถึงปัจจัยการกัดเซาะส่งผลต่อความเสียหาย

2.7 การทบทวนวรรณกรรม และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

เหล็กกล้า AISI 1045 และเหล็ก J55 ถูกนำมาใช้อย่างกว้างขวางในกระบวนการผลิตน้ำมัน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในท่อผลิตและท่อขนส่ง เพราะมีคุณสมบัติความแข็งแรงสูง ราคาถูก ทำให้มีนักวิจัยได้ทำการศึกษาเหล็กทั้ง 2 ชนิดอย่างกว้างขวาง (Guo et al., 2005; Li et al., 2019) ศึกษาพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของ J55 และ AISI 1045 ในสารละลายน้ำมันผสมทราย และในสารละลายโซเดียมซัลเฟต (Na_2SO_4) ผสมกับทรายซิลิกา และทดสอบในระบบทดสอบแบบโรเตตติ้งไซลินเดอรีเล็กโทรด (Rotating cylinder electrode) และความเสียหายของ J55 ในน้ำมันดิบที่มีปริมาณไบคาร์บอเนต (HCO_3^-) ที่สูง ซึ่งนำไปสู่การก่อตัวของ H^+ ที่เพิ่มการกัดกร่อน ความเสียหายของเหล็กกล้า AISI 1045 ในสารละลายโซเดียมซัลเฟต (Na_2SO_4) ส่วนใหญ่มาจากการกัดกร่อนนั้นมีส่วนร่วมมาจากการกัดเซาะ นอกจากนี้ยังมีนักวิจัยหลายคน Guo et al., 2006; Islam and Farhat, 2013; Madsen, 1988; Nguyen et al., 2016; Stack and Abd El-Badia, 2008; Tang et al., 2008; Tian and Cheng, 2008; Yang and Cheng, 2012 ได้ตรวจสอบความเสียหายจากการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของเหล็กกล้าคาร์บอน เช่น J55 X65 X70 AISI 1018 และ AISI 1045 ประเมินความเสียหายด้วยการวัดทางไฟฟ้าเคมีและระบบของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) ในการศึกษาเหล่านี้จะใช้ท่อและระบบท่อที่สัมผัสกับสารละลายจำลองน้ำมันผสมทรายแทนสารละลายจริง การศึกษาดังกล่าวจะศึกษาพารามิเตอร์ที่ส่งผลต่อความเสียหายหลายอย่าง เช่น ความเร็วของสารละลาย มุมตกกระทบของอนุภาคแขวนลอย ความเข้มข้นของสารละลาย โดยไม่มีการประเมินผลกระทบของขนาดทรายซึ่งเป็นพารามิเตอร์ที่สำคัญที่มีอิทธิพลต่อความเสียหายของท่อในหลุมผลิตน้ำมันดิบที่ทำจาก J55 และ AISI 1045

Islam, Md A., Farhat, Z., 2017 ได้ศึกษาพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของท่อในระบบขนส่งน้ำมันและก๊าซที่สัมผัสกับสิ่งแวดล้อมการกัดกร่อน ความเสียหายที่เกิดขึ้นนี้ส่งผลต่อความเสียหายในเชิงธุรกิจ จึงต้องศึกษาเพื่อทำนายอัตราการกัดเซาะ-การกัดกร่อนที่แม่นยำและเชื่อถือได้ โดยในงานวิจัยฉบับนี้ได้ศึกษาเหล็ก API X42 API X70 และ API X100 ในสารละลายน้ำเกลือความเข้มข้นร้อยละ 5 โดยมวลต่อปริมาตร มีการประเมินความเสียหายในส่วนของการกัดเซาะด้วยน้ำหนักที่สูญเสียไป และการกัดกร่อนด้วย Potentiodynamic polarization จากผลการทดสอบพบว่าตลอดกระบวนการกัดเซาะ-การกัดกร่อนจะเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยการกัดเซาะนั้นมีผลการกัดกร่อนเข้ามาเสริมให้เกิดความเสียหาย และเนื่องจากการกัดกร่อนเพิ่มความหยาบผิวและทำลายพื้นผิวชั้นฟิล์มส่งผลให้อุณหภูมิของแข็งผิวดบนพื้นผิวชิ้นงานมากขึ้น นอกจากนี้ในพื้นที่ที่เกิดการกัดเซาะทำลายชั้นฟิล์ม และเพิ่มความขรุขระบนพื้นผิวก็ช่วยส่งเสริมการกัดกร่อนที่เพิ่มมากขึ้น ซึ่งเหล็ก API X100 มีความต้านทานการกัดเซาะ-การกัดกร่อนที่สูงที่สุดในเหล็ก API ทั้งหมด เนื่องจากเหล็ก API X100 มีค่าความแข็งที่สูงที่สุด โดยค่าความแข็งมีผลต่อความต้านทาน

การกัดเซาะ-การกัดกร่อน ผลของการทำงานร่วมกันระหว่างการกัดเซาะ-การกัดกร่อนนั้นมีการกัดเซาะเป็นปัจจัยหลักที่เสริมการกัดกร่อนและส่งผลให้เกิดความเสียหายโดยรวม

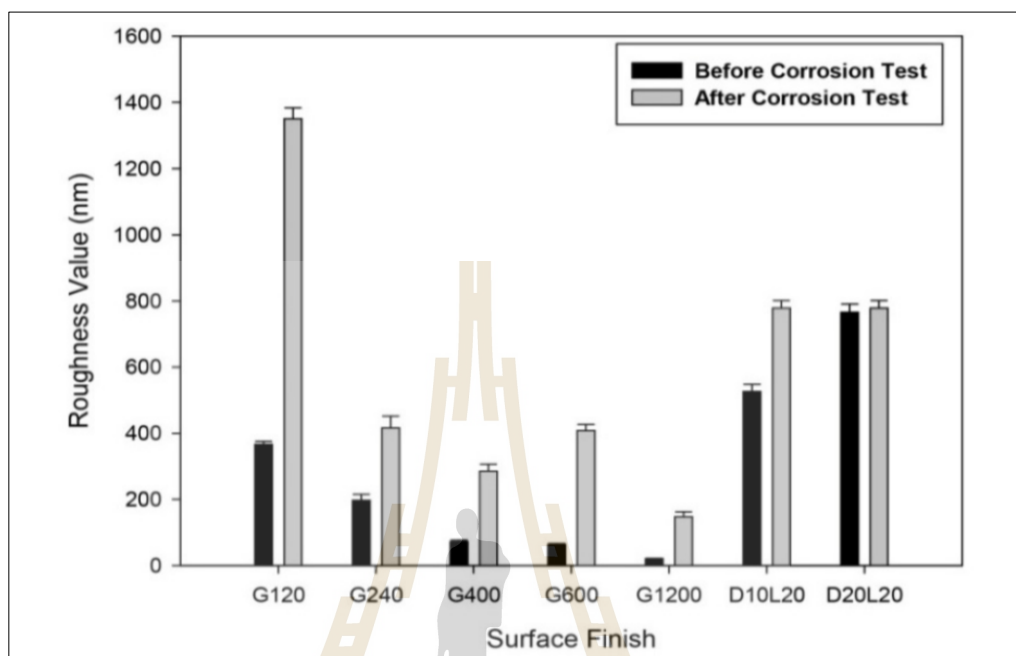


รูปที่ 2.6 ผลของการทำงานร่วมกันระหว่างการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของชิ้นงาน API X42 API X70 และ API X100 (Islam & Farhat, 2017)

Tang, X., Xu, L.Y., Cheng, Y.F. 2008 ได้ศึกษาพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของท่อเหล็ก X-65 ในสารละลายจำลองน้ำมัน-ทราย ผ่านการทดสอบ Impingement jet system โดยประเมินความเสียหายในส่วนของการกัดเซาะด้วยน้ำหนักที่สูญหายไป และการกัดกร่อนด้วย Potentiodynamic polarization และ Electrochemical impedance spectroscopy พบว่ากระบวนการกัดเซาะ-การกัดกร่อนทำลาย Passive film บนพื้นผิวเนื่องจากเมื่อมีการไหลของ ของเหลวผ่าน ชิ้นงานจะทำลาย Passive film ใหม่ที่เกิดขึ้นบนผิวชิ้นงานตลอดเวลา จากงานวิจัยดังกล่าวความเสียหายที่เกิดจากการกัดกร่อนเป็นสัดส่วน 30% และการกัดเซาะสร้างความเสียหายเป็นสัดส่วน 70% ของความเสียหายทั้งหมดที่เกิดขึ้น

Toioei, A.S., Stoilov, V., Northwood, D.O. 2013 ได้ศึกษาถึงความแตกต่างกันของสภาพพื้นผิวซึ่งส่งผลกระทบต่อปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีและอัตราการกัดกร่อนของชิ้นงานนิกเกิลด้วยเครื่องมือ Electrochemical impedance spectroscopy (EIS) และ Profilometry test จากผลการทดสอบเพื่อเปรียบเทียบอัตราการกัดกร่อนที่มีผลกระทบจากความขรุขระของพื้นผิวที่แตกต่างกันพบว่าพื้นผิวที่

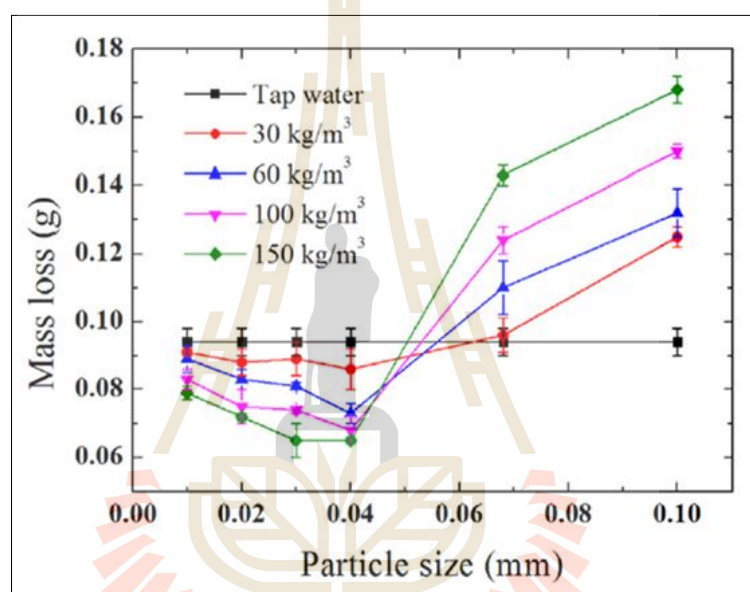
มีความขรุขระน้อยกว่าส่งผลให้อัตราการกัดกร่อนที่เกิดขึ้นน้อยลงและชั้นฟิล์มที่เกิดขึ้นบนพื้นผิวมีส่วนช่วยป้องกันการกัดกร่อน เนื่องจากมีความเสถียรและทำหน้าที่ป้องกันการกัดกร่อนได้ดี



รูปที่ 2.7 ค่าความหยาบผิวก่อนและหลังการทดสอบการกัดกร่อน
(Toloei, Stoilov, & Northwood, 2013)

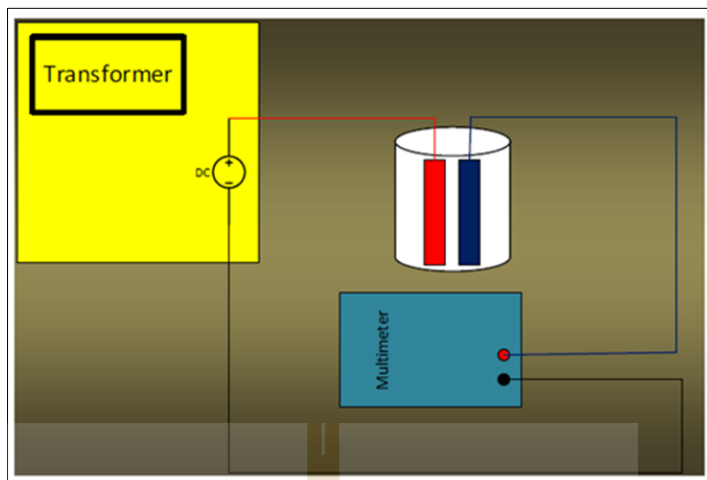
Gou, W., Zhang, H., Li, H., Liu, F., Lian, J. 2018 เป็นการศึกษาผลกระทบของทรายซิลิกาที่เกิดการกัดเซาะ ขัดถู บนพื้นผิวของชิ้นงานเหล็กกล้า AISI 1045 โดยประกอบด้วย 2 กลุ่ม กลุ่มแรกศึกษาผลของขนาดอนุภาคทรายซิลิกาและความเข้มข้นต่อการกัดเซาะร่วมกัน (Synergistic erosion) เนื่องจากการเกิดโพรงอากาศ (Cavitation) และการขัดสี (Abrasion) ในน้ำประปาผสมทรายขนาด 0.001 mm 0.02 mm 0.03 mm 0.04 mm 0.068 mm และ 0.1 mm โดยแต่ละความเข้มข้นจะมีปริมาณทราย 6 kg/m³ 12 kg/m³ 20 kg/m³ 30 kg/m³ 60 kg/m³ 100 kg/m³ 150 kg/m³ 200 kg/m³ และ 300 kg/m³ กลุ่มที่สองศึกษาผลของขนาดอนุภาคทรายซิลิกาและความเข้มข้นต่อการกัดเซาะร่วมกัน (Synergistic erosion) เนื่องจากการเกิดโพรงอากาศ (Cavitation) การขัดสี (Abrasion) และการกัดกร่อน (Corrosion) ในน้ำประปาผสมสารละลาย NaCl ในความเข้มข้นร้อยละ 0.5 1 1.5 3.5 10 และ 15 โดยมวลต่อปริมาตร ร่วมกับทรายขนาด 0.01 mm 0.04 mm และ 0.1 mm โดยแต่ละความเข้มข้นจะมีปริมาณทราย 30 kg/m³ 60 kg/m³ 100 kg/m³ 150 kg/m³ 200 kg/m³ และ 300 kg/m³ โดยใช้เครื่อง KJ-1000 magneto strictive induced cavitation instrument เป็นระบบการสั่น 19.6 kHz

และตรวจสอบความเสียหายด้วยเทคนิคการวัดมวลที่หายไป ผลการทดลองแสดงให้เห็นว่ามวลที่หายไปเนื่องจากมีการกัดกร่อนร่วมเพิ่มขึ้น เมื่อเพิ่มความเข้มข้นและขนาดของอนุภาคทรายใหญ่กว่า 0.04 mm (0.068 และ 0.1 mm) ทำให้เกิดการกัดกร่อนแบบฟองอากาศในน้ำประปา อย่างไรก็ตามสำหรับขนาดอนุภาคทราย 0.01 mm 0.02 mm 0.03 mm และ 0.04 mm มวลที่หายไปเนื่องจากการกัดกร่อนร่วมค่อย ๆ ลดลง เมื่อเพิ่มความเข้มข้นทรายที่ 30-150 kg/m³ โดยอนุภาคขนาด 0.01 mm รุนแรงกว่าอนุภาคขนาด 0.02 mm และที่อนุภาคขนาด 0.04 mm พบว่าน้ำหนักที่หายไปน้อยที่สุดเนื่องจากทรายกลุ่มนี้ช่วยยับยั้งผลของการกัดกร่อนแบบฟองอากาศในน้ำประปา



รูปที่ 2.8 ความสัมพันธ์ระหว่างมวลที่หายไป (ที่มีส่วนเบี่ยงเบน) กับขนาดของอนุภาคทราย ความเข้มข้นต่างกันหลังทดสอบเป็นเวลา 260 นาที (Gou, Zhang, Li, Liu, & Lian, 2018)

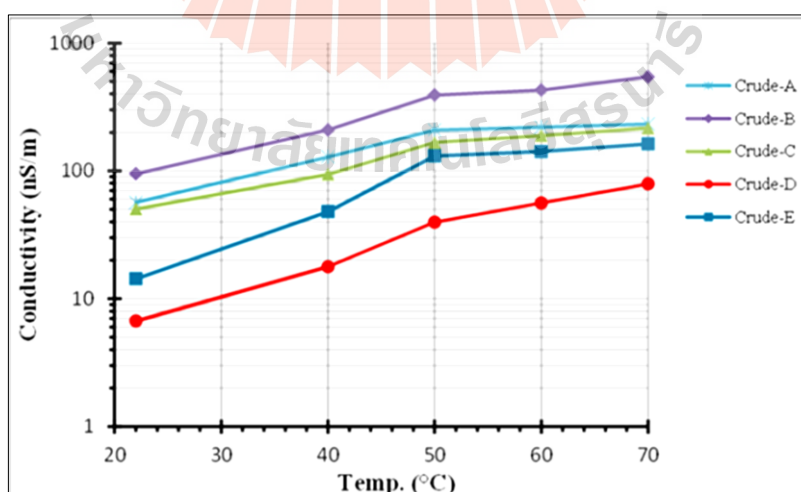
Mehdi, M., Mohammadi, F. 2016 ได้ศึกษาการนำไฟฟ้าในน้ำมันดิบและน้ำที่ผสมน้ำมัน ดังแสดงรูปที่ 2.9 โดยการตรวจวัดการนำไฟฟ้าของน้ำมันดิบชนิดต่าง ๆ 5 ชนิดที่อุณหภูมิ 22 40 50 60 และ 70 องศาเซลเซียส



รูปที่ 2.9 วิธีการวัดค่าการนำไฟฟ้าของน้ำมันดิบ (Mohammadi & Mohammadi, 2016)

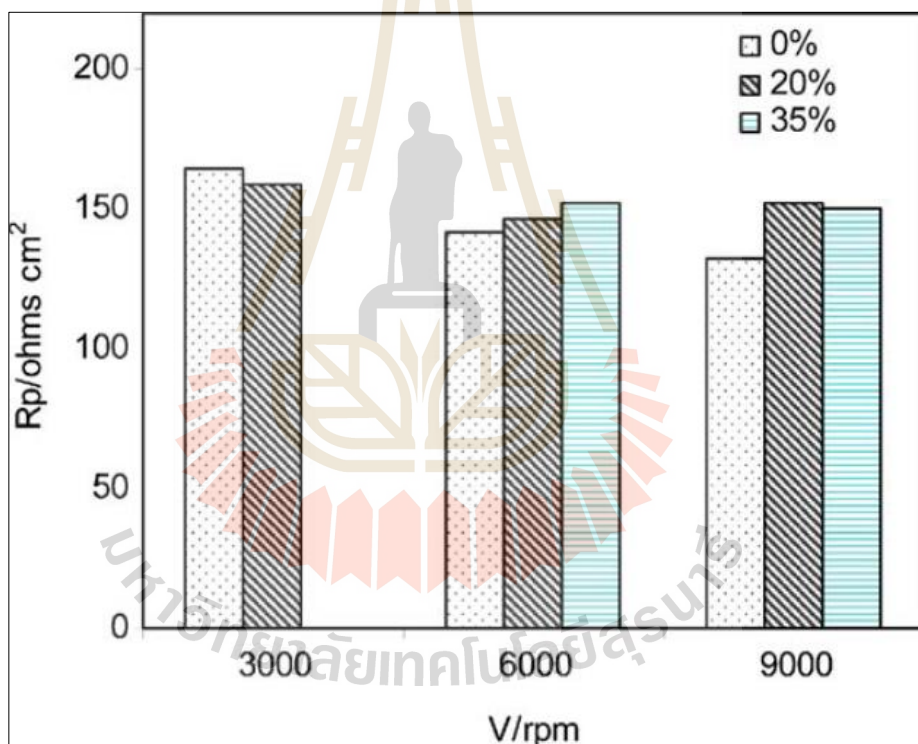
จากผลการทดสอบในรูปที่ 2.10 พบว่าการนำไฟฟ้าของน้ำมันดิบจะเพิ่มขึ้นเมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้น และที่อุณหภูมิ 50 องศาเซลเซียสเป็นอุณหภูมิที่มีการนำไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ เมื่ออุณหภูมิเกิน 50 องศาเซลเซียสการนำไฟฟ้าเพิ่มขึ้นไม่มากนัก และพบว่าเมื่อมีปริมาณน้ำเป็นส่วนประกอบในน้ำมันดิบร้อยละ 30 โดยปริมาตร มีผลให้การนำไฟฟ้าเพิ่มสูงมากขึ้น

ในงานวิจัยฉบับนี้จึงเลือกทดสอบที่อุณหภูมิ 50 องศาเซลเซียส เพื่อให้ให้น้ำมันดิบมีความนำไฟฟ้าและสามารถวัดค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกักตร้อนของชิ้นงานได้



รูปที่ 2.10 ค่าการนำไฟฟ้าของน้ำมันดิบต่ออุณหภูมิ (Mohammadi & Mohammadi, 2016)

Guo, H.X., Lu, B.T., Luo, J.L. 2005 ศึกษาการสูญเสียวัสดุจากการทำงานร่วมกันของปัจจัยทางกลและทางเคมีไฟฟ้าในกระบวนการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของเหล็กกล้าคาร์บอน AISI 1045 ในสารละลายโซเดียมซัลเฟต (Na_2SO_4) ร่วมกับการเติมทรายซิลิกาขนาด 212-300 ไมโครเมตรที่ความเข้มข้นของทรายร้อยละ 0 20 และ 35 โดยน้ำหนัก ด้วยระบบอิเล็กโทรดกระบอกสูบหมุน ประเมินความเสียหายน้ำหนักที่สูญเสียไป การทดสอบการกัดเซาะและการกัดกร่อน แบ่งออกเป็น การกัดกร่อนมีผลกระทบจากการกัดเซาะและการกัดเซาะมีผลกระทบจากการกัดกร่อน จุดประสงค์เพื่อหาความสัมพันธ์เชิงปริมาณจากการทำงานเสริมกันของการกัดเซาะและการกัดกร่อน จากผลการทดสอบพบว่า การเพิ่มปริมาณทรายทำให้ความต้านทานการกัดกร่อนของชิ้นงานมีค่าลดลง ซึ่งส่งผลให้ชิ้นงานเกิดความเสียหายเพิ่มมากขึ้นดังแสดงในรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 ความต้านทานการกัดกร่อนของชิ้นงานในสารละลายที่มีอนุภาคทรายที่ความเข้มข้น ร้อยละ 0 20 และ 35 โดยน้ำหนัก (Guo, Lu, & Luo, 2005)

จากผลที่รายงานในวรรณกรรมดังกล่าวข้างต้น พบว่าการวิจัยและศึกษาเกี่ยวกับพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนในท่อผลิตน้ำมันดิบนั้นจะเลือกใช้สารละลายจำลองหรือสารละลายน้ำเกลือ ซึ่งคุณสมบัติทางกายภาพและองค์ประกอบทางเคมีของสารละลายดังกล่าว มีความต่างจาก

น้ำมันดิบมาก ทำให้ไม่เห็นผลกระทบของน้ำมันดิบในกระบวนการกักเซาะ-การกักกรองที่เกิดขึ้นบนพื้นผิววัสดุ ดังนั้นการศึกษาพฤติกรรมการกักเซาะ-การกักกรองของท่อผลิตน้ำมันในกระบวนการผลิตน้ำมันดิบจึงมีความสำคัญอย่างยิ่ง เพื่อเป็นพื้นฐานต่อการประเมินความเสี่ยงและเพื่อป้องกันความเสียหายก่อนที่จะเกิดขึ้นต่อไปในอนาคต ซึ่งการศึกษาดังกล่าวมีวิธีดำเนินงานวิจัย ตลอดจนผลการทดลองและการวิเคราะห์ผลการทดลองดังแสดงในบทต่อไป



บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

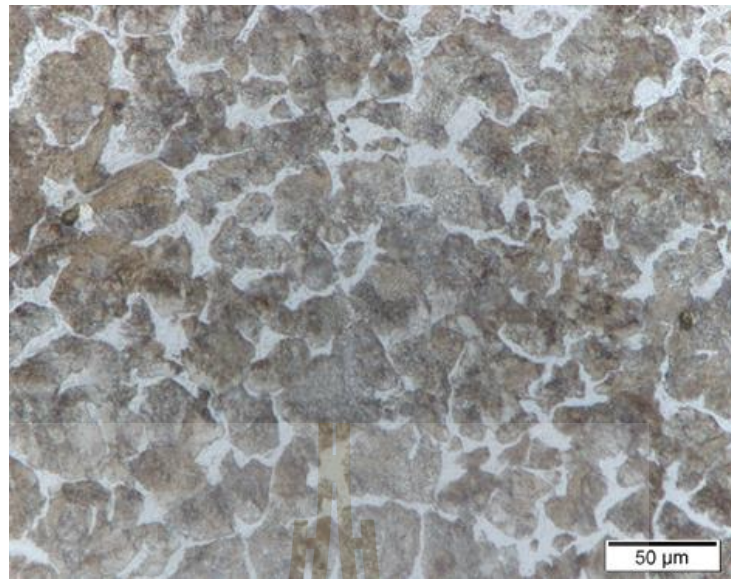
3.1 วัสดุ

วัสดุที่ใช้ในการดำเนินการวิจัย

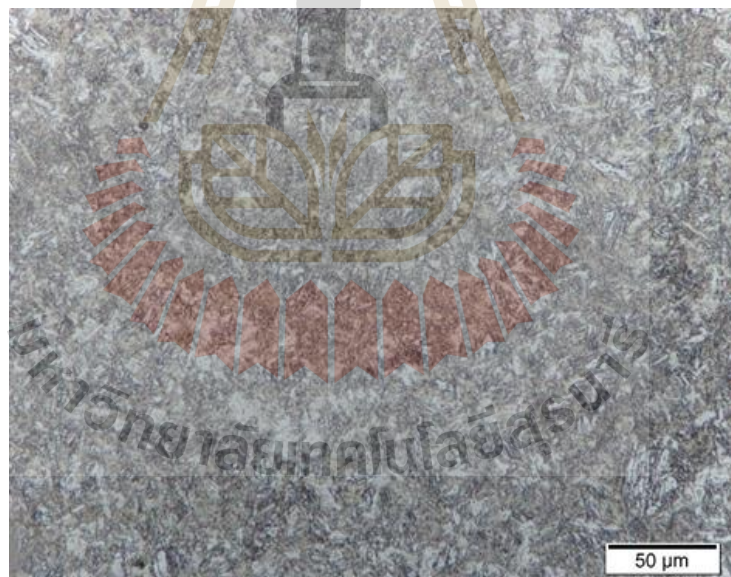
เนื่องจากงานวิจัยนี้สนใจพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55 โดยมีการตรวจสอบส่วนผสมทางเคมีด้วยเครื่อง Optical emission spectroscopy (Spectro lab Model: M8, Type: LAVWA 18A) และตรวจสอบค่าความแข็งด้วยเครื่อง Rockwell hardness test ตามมาตรฐาน ASTM E18 ซึ่งใช้หัวบอลขนาด 1/16 นิ้ว ดังแสดงในตารางที่ 3.1 โดยชิ้นงานหลังตรวจสอบโครงสร้างจุลภาคด้วยกล้องจุลทรรศน์แบบแสง (Olympus BX51M) แสดงในรูปที่ 3.1 ชิ้นงานที่ใช้ทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อนมีลักษณะทรงกระบอกตันเส้นผ่านศูนย์กลาง 20 มิลลิเมตร หนา 6 มิลลิเมตร และเตรียมผิวชิ้นงานด้วยกระดาษทรายเบอร์ 100 และ 180 มีความหยาบผิวที่ 0.4 ไมโครเมตร ตรวจสอบด้วยเทคนิค Optical profiler (Bruker Contour GT-K, United States) ดังแสดงในตารางที่ 3.2 ซึ่งเทียบเคียงความหยาบผิวของท่อผลิต ท่อขนส่งน้ำมันดิบที่มีค่าความหยาบผิวอยู่ในช่วงใน Smooth Bore

ตารางที่ 3.1 ส่วนผสมทางเคมีของ AISI 1045 และ J55 (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

เหล็กกล้า	ส่วนผสมทางเคมี (ร้อยละ โดยน้ำหนัก)							ค่าความ แข็ง
	C	Si	Mn	P	S	Mo	Fe	HRB
AISI 1045	0.4700	0.2523	0.7168	0.0117	0.0033	0.0053	balance	92.73
J55	0.4696	0.3449	0.8764	0.0157	0.0298	0.0087	balance	96.80



AISI 1045



J55

รูปที่ 3.1 โครงสร้างจุลภาคของ AISI 1045 และ J55 (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

ตารางที่ 3.2 ผลการวัดค่าความหยาบพื้นผิวของเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55 ก่อนทดสอบ

วัสดุ	กระดาษทราย	R_a1 (μm)	R_a2 (μm)	R_a3 (μm)	$\overline{R_a}$ (μm)
AISI 1045	180	0.341	0.376	0.489	0.402
	240	0.246	0.291	0.281	0.273
	320	0.193	0.178	0.185	0.185
	400	0.167	0.171	0.169	0.169
J55	180	0.493	0.401	0.504	0.466
	240	0.297	0.315	0.345	0.319
	320	0.195	0.189	0.188	0.191
	400	0.148	0.201	0.202	0.183

3.2 สารละลายและสารเคมี

3.2.1 น้ำมันดิบ

น้ำมันดิบที่ใช้ในการทดสอบครั้งนี้มาจากแหล่งน้ำมันฝาง ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ตรวจสอบคุณสมบัติทางกายภาพและทางเคมีของน้ำมันดิบได้ผลดังแสดงในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 คุณสมบัติทางกายภาพและทางเคมีของน้ำมันดิบจากศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

คุณสมบัติที่ตรวจสอบ	ค่าคุณสมบัติที่ตรวจสอบได้	เทคนิคที่ใช้ตรวจสอบ
จุดไหลเท	36 °C	ASTM D97
ค่าความเป็นกรด-ด่าง	7.41±0.02	pH meter
ความหนืด	4.7 centipoise	Marsh funnel ASTM D6910/D6910M
ความถ่วงจำเพาะ	0.86	Mud balance ASTM D4380
อัตราการไหล	3.81 x 10 ⁻⁴ ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที	การคำนวณ
คาร์บอน	70.61 ร้อยละโดยน้ำหนัก	ASTM D5291-16
ไฮโดรเจน	12.92 ร้อยละโดยน้ำหนัก	ASTM D5291-16
ไนโตรเจน	0.32 ร้อยละโดยน้ำหนัก	ASTM D5291-16
ซัลเฟอร์	0.20 ร้อยละโดยน้ำหนัก	ASTM D4294-16e1
ออกซิเจน	15.93 ร้อยละโดยน้ำหนัก	การคำนวณ
เถ้า	0.02 ร้อยละโดยน้ำหนัก	ASTM D482-13
ปริมาณน้ำ	16 ร้อยละปริมาตร	ASTM D95-13
Ca ²⁺	40 มิลลิกรัม	ASTM D6470-99 (R15)
Na ⁺	28 มิลลิกรัม	ASTM D6470-99 (R15)
K ⁺	6 มิลลิกรัม	ASTM D6470-99 (R15)
Cl ⁻	16 มิลลิกรัม	UOP 389-04
HCO ₃ ⁻	น้อยกว่า 0.01 ร้อยละโดยน้ำหนัก	Potentiometric method

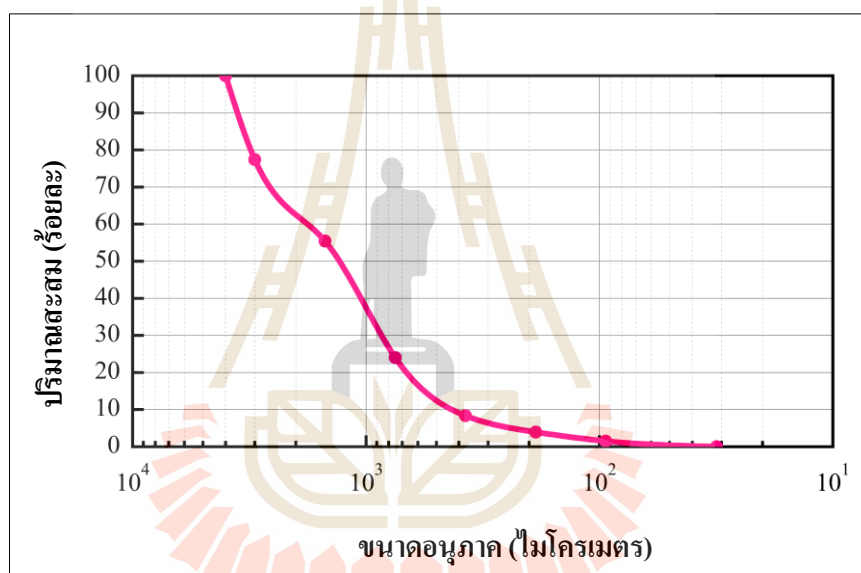
3.2.2 สารเคมีที่ใช้ในการวิจัย

(ก) กรดไนตริก (Nitric 3 %vol.) ใช้สำหรับกัดขี้ผึ้งรอยผิวหน้าชิ้นงานเพื่อตรวจสอบโครงสร้างจุลภาคก่อนทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

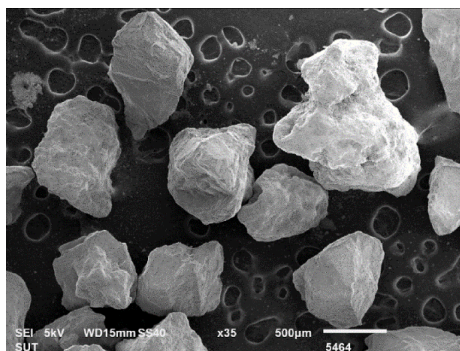
(ข) อะซิโตน (CH₃COCH₃) เอทานอล และน้ำกลั่น ใช้สำหรับทำความสะอาดชิ้นงานก่อน ภายหลังการทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

3.3 ทราย

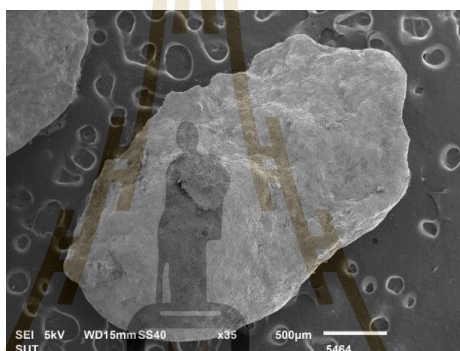
อนุภาคทรายที่ใช้มาจากแหล่งน้ำมันฝาง ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ทำการแยกขนาดอนุภาคทรายด้วยเครื่อง Sieve analysis ตามมาตรฐาน ASTM E11 จากลักษณะการกระจายตัวของอนุภาคทรายดังแสดงในรูปที่ 3.2 อนุภาคทรายที่เลือกมาทดสอบมี 3 ขนาด คือ 500 1000 และ 2000 ไมโครเมตรดังแสดงในรูปที่ 3.3 เนื่องจากทรายทั้ง 3 ขนาดเป็นทรายอยู่ในช่วงทรายขนาดปานกลางถึงขนาดใหญ่ และเป็นขนาดทรายที่พบจำนวนมากในหลุมขุดเจาะน้ำมันดิบ และเมื่อนำไปตรวจสอบองค์ประกอบของทราย ได้ผลดังแสดงในตารางที่ 3.4



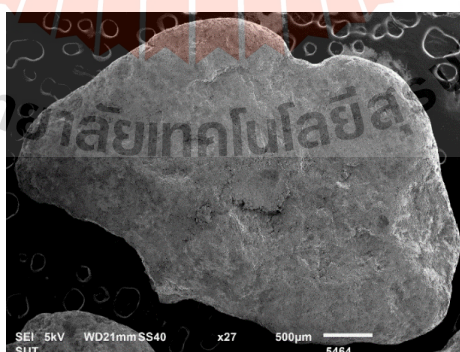
รูปที่ 3.2 ลักษณะการกระจายตัวของอนุภาคทรายจากแหล่งน้ำมันฝาง ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือกรมการพลังงานทหาร อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่



500 ไมโครเมตร



1000 ไมโครเมตร



2000 ไมโครเมตร

รูปที่ 3.3 ขนาดและรูปร่างอนุภาคทราย 500 1000 และ 2000 ไมโครเมตร
(Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

ตารางที่ 3. 4 องค์ประกอบทางเคมีของทรายทั้ง 3 ขนาด (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

องค์ประกอบทางเคมี	500 ไมโครเมตร	1000 ไมโครเมตร	2000 ไมโครเมตร
ควอตซ์ (Quartz)	56.31	35.69	37.22
เคโอลินินต์ (Kaolinite (BISH))	12.39	18.26	15.80
อิลไลต์ (Illite)	20.53	30.58	31.30
คลอไรต์ (Chlorite IIb)	2.40	3.67	4.91
แคลไซต์ (Calcite)	0.00	0.15	0.96
เฟลด์สปาร์ (Feldspar)	5.43	7.74	5.62
มอนต์มอริลโลไนต์ (Montmorillonite)	0.31	0.70	0.45
ฮีมาไทต์ (Hematite)	0.73	1.32	1.83
โคบอลต์ (Cobalt)	0.29	0.41	0.52
โซเดียม (Sodium)	1.61	1.48	1.39

3.4 อุปกรณ์ที่ใช้ในการดำเนินการวิจัย

เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวิจัย สามารถแบ่งออกเป็นกลุ่มตามลักษณะการใช้งานในแต่ละขั้นตอนการทดลอง ดังนี้

3.4.1 อุปกรณ์สำหรับเตรียมตัวอย่างก่อนทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

(ก) เครื่องขัดงานหยาบแบบจานหมุนยี่ห้อ Laizhou Huayin รุ่น Mopao2DE ใช้สำหรับขัดชิ้นงานเหล็กกล้า เกรด AISI 1045 และ J55 ให้มีความหยาบผิวใกล้เคียงกับความหยาบผิวที่แท้จริง โดยใช้กระดาษทรายเป็นตัวขัดผิว เครื่องขัดมีระบบไหลเวียนของน้ำเพื่อกำจัดเศษโลหะที่หลุดออกในระหว่างการขัดจึงทำให้ชิ้นงานมีความสะอาด ลักษณะของเครื่องขัดดังแสดงในรูปที่

3.4



รูปที่ 3.4 เครื่องวัดชื้นงานแบบจานหมุน

ข) เครื่องวัดความหยาบผิว ยี่ห้อ Bruker รุ่น Contour GT-K ใช้สำหรับวัดความหยาบผิวของชิ้นงานเพื่อให้ได้ความหยาบผิวที่ใกล้เคียงกับความหยาบผิวของท่อผลิตน้ำมันดิบ ดังแสดงในรูป 3.5



รูปที่ 3.5 เครื่องวัดความหยาบผิว

ค) กระดาษทรายเบอร์ 100 และ 180 ดังแสดงในรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 กระดาษทรายที่ใช้ในการวิจัย

ง) เครื่อง Sieve analysis ใช้แยกขนาดอนุภาคทรายเพื่อใช้เป็นข้อมูลเปรียบเทียบสัดส่วนปริมาณทรายในการทดสอบ ดังแสดงในรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 เครื่อง Sieve analysis

3.4.2 อุปกรณ์สำหรับทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

3.4.2.1 อุปกรณ์สำหรับทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T)

ก) Copper/Copper Sulfate Reference Electrode รุ่น RE-7 คือ อิเล็กโทรดอ้างอิงสำหรับวัดเทียบศักย์ไฟฟ้า เพื่อป้องกันการเกิดการกัดกร่อนบนพื้นผิวชิ้นงาน ใช้ในกระบวนการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) ดังแสดงในรูปที่ 3.8



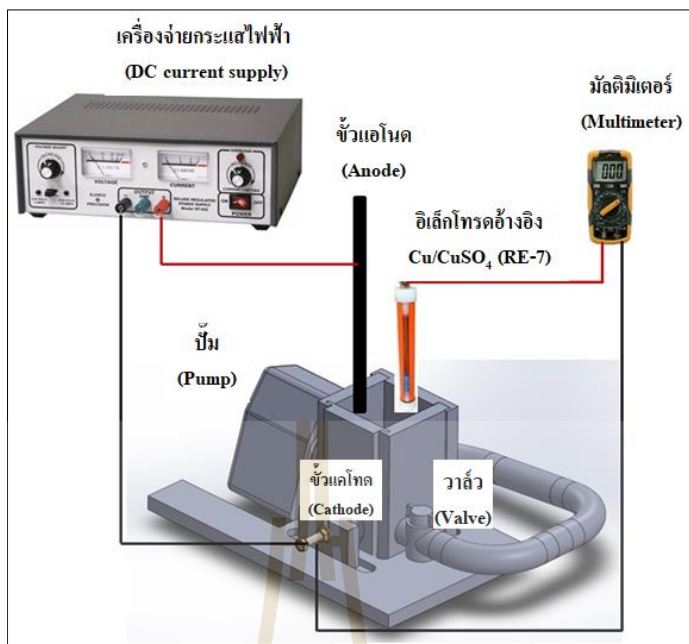
รูปที่ 3.8 Copper/Copper Sulfate Reference Electrode รุ่น RE-7

ข) DC power supply รุ่น Hi mini rectifier สำหรับป้อนความต่างศักย์ให้กับชิ้นงาน และแบ่งแรงแฟต์ ในกระบวนการป้องกันการกัดกร่อนแบบแคโทดิก ในกระบวนการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) ดังแสดงในรูป 3.9



รูปที่ 3.9 DC power supply รุ่น Hi mini rectifier

ค) แบบจำลองการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) ที่ติดตั้งตู้จ่ายไฟฟ้ากระแสตรง Impressed current cathodic protection (ICCP) ดังแสดงในรูปที่ 3.10 และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) คือแบบจำลองในรูปที่ 3.10 เป็นการทดสอบด้วยระบบเจ็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) ไม่ติดตั้งตู้จ่ายไฟฟ้ากระแสตรง Impressed current cathodic protection (ICCP)



รูปที่ 3.10 แบบจำลองการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

ง) เครื่องชั่งเชิงวิเคราะห์ ยี่ห้อ METTLER TOLEDO ใช้ชั่งมวลชิ้นงานเหล็กกล้าเกรด AISI 1045 และ J55 ก่อนและหลังการทดสอบ โดยจะแสดงค่าเป็นตัวเลขที่เป็นค่ามวลของวัตถุบนหน้าจอเครื่อง (5 ตำแหน่ง) ดังแสดงในรูปที่ 3.11



รูปที่ 3.11 เครื่องชั่งเชิงวิเคราะห์ ยี่ห้อ METTLER TOLEDO

3.4.2.2 อุปกรณ์สำหรับทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w)

ก) เครื่องโพเทนชิโอสแตต (Potentiostat) ยี่ห้อ Metrohm autolab ใช้สำหรับวัดอัตราการกัดกร่อนจากค่าศักย์ไฟฟ้าและค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้า นำมาสร้างกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าทั้งสองจะได้กราฟที่เรียกว่า กราฟเส้นโพลาริเซชัน (Polarization curve) ที่มีความหมายทางการกัดกร่อนได้ คือ ค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (Corrosion potential, E_{corr}) และ ความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อน (Corrosion current density, i_{corr}) ดังแสดงในรูป 3.12



รูปที่ 3.12 เครื่องโพเทนชิโอสแตต (Potentiostat)

ข) อิเล็กโทรดที่ใช้ในการทดสอบการกัดกร่อน

- อิเล็กโทรดอ้างอิง (Reference electrode) คือ Ag/AgCl (3.0 M KCl)
(Silver/Silver chloride electrode) ดังแสดงในรูปที่ 3.13



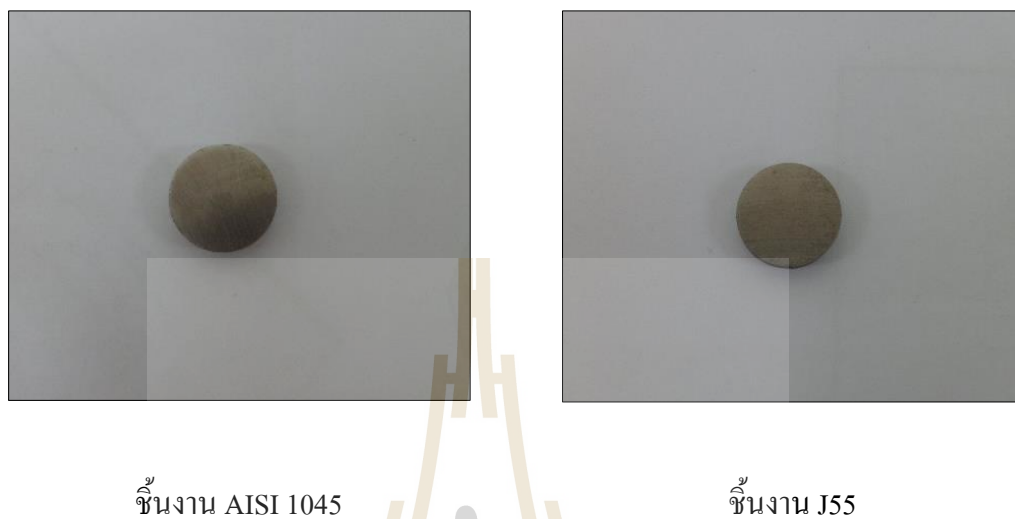
รูปที่ 3.13 อิเล็กโทรดอ้างอิง (Ag/AgCl 3.0M KCl)

- อิเล็กโทรดวัดกระแส (Counter electrode) คือแท่งแกรไฟต์ (Graphite) ดัง
แสดงในรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 อิเล็กโทรดวัดกระแส แท่งแกรไฟต์ (Graphite)

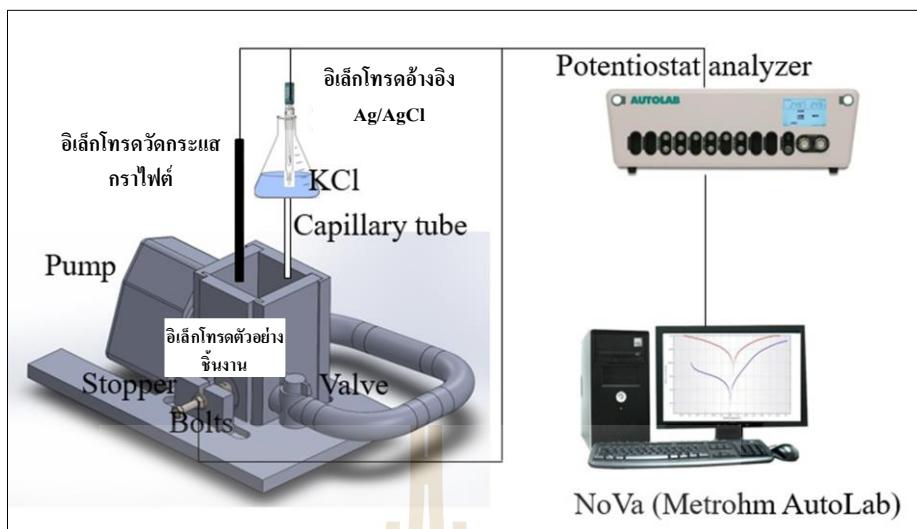
- อิเล็กโทรดตัวอย่าง คือ ชิ้นงานของเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55 ที่ยังไม่ผ่านการทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน ดังแสดงในรูปที่ 3.15



รูปที่ 3.15 อิเล็กโทรดตัวอย่าง (Working electrode)

ค) แบบจำลองการทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) ดังแสดงในรูปที่ 3.16 ทำการทดสอบโดยไม่เติมทรายในน้ำมันดิบ และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) ดังแสดงในรูปที่ 3.16 ที่เติมทรายในน้ำมันดิบ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 3.16 แบบจำลองการทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

3.4.3 อุปกรณ์สำหรับตรวจสอบพื้นผิวและสารละลาย

ก) กล้องจุลทรรศน์แบบแสง (Optical microscope) รุ่น Olympus BX51M ใช้ในการตรวจสอบโครงสร้างจุลภาคของชิ้นงานก่อนทดสอบ ดังแสดงในรูปที่ 3.17



รูปที่ 3.17 กล้องจุลทรรศน์แบบแสง (Optical microscope) รุ่น Olympus BX51M

ข) กล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด (Scanning electron microscope, SEM) ยี่ห้อ JEOL รุ่น JSM6010LV ใช้ในการศึกษาร่องรอยความเสียหายบนพื้นผิวของชิ้นงานเหล็กกล้า เกรด AISI 1045 และ J55 ภายหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน ดังแสดงในรูปที่ 3.18



รูปที่ 3.18 กล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด (SEM)

ค) X-ray Photoelectron Spectroscopy (XPS) ใช้ในการวิเคราะห์องค์ประกอบบนพื้นผิวของชิ้นงานเหล็กกล้า เกรด AISI 1045 และ J55 ภายหลังการทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน เครื่องนี้ตั้งอยู่ที่สถาบันวิจัยแสงซินโครตรอน ดังแสดงในรูปที่ 3.19



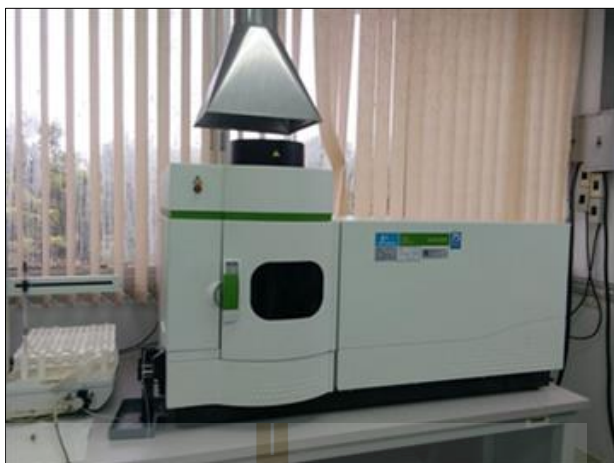
รูปที่ 3.19 X-ray Photoelectron Spectroscopy (XPS)

ง) X-ray Diffraction ยี่ห้อ BRUKER รุ่น D2 Phaser ใช้สำหรับการวิเคราะห์องค์ประกอบของอนุภาคทราย ดังแสดงในรูปที่ 3.20



รูปที่ 3.20 เครื่อง X-ray Diffraction D2

จ) Inductively couple plasma-optical emission spectrometer (ICP-OES) ยี่ห้อ PerkinElmer ใช้ในการวิเคราะห์ไอออนในสารละลายน้ำแยกน้ำมันดิบภายหลังการทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน ดังแสดงในรูปที่ 3.21



รูปที่ 3.21 เครื่อง Inductively Couple Plasma-Optical Emission Spectrometer (ICP-OES)

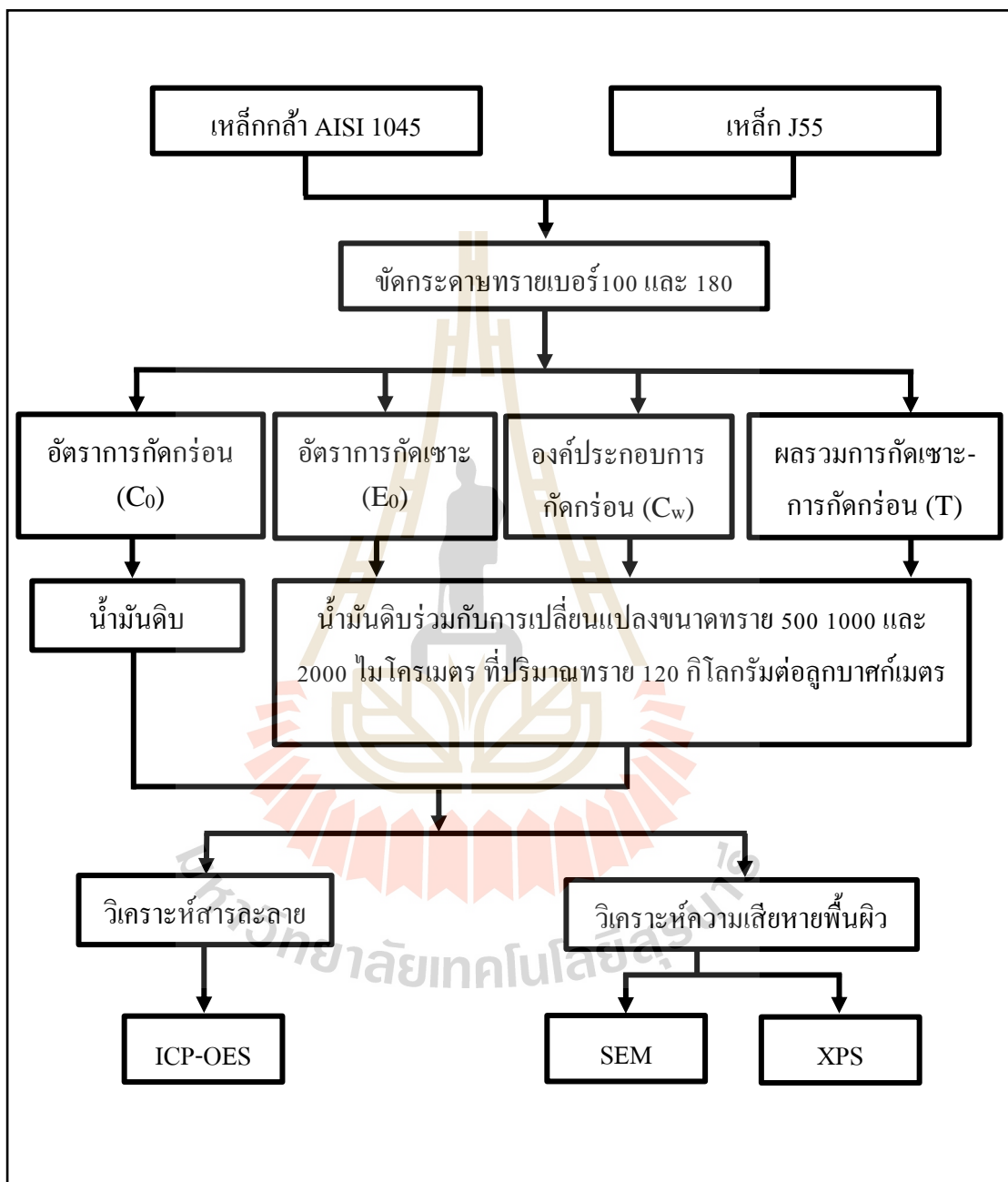
ฉ) Carbon, Hydrogen, Nitrogen, Sulphured Analysis (CHNS) ซีห้อ Leco แบ่งเป็น CHN628 ใช้วิเคราะห์ธาตุคาร์บอน ไฮโดรเจน และไนโตรเจนในน้ำมันดิบก่อนการทดสอบ และ 628S ใช้วิเคราะห์ธาตุซัลเฟอร์ในน้ำมันดิบก่อนการทดสอบ ดังแสดงในรูปที่ 3.22



รูปที่ 3.22 เครื่อง Carbon, Hydrogen, Nitrogen, Sulphured Analysis (CHNS)

3.5 ขั้นตอนดำเนินการวิจัย

ในงานวิจัยนี้มีขั้นตอนการทำวิจัยตามแผนภาพระเบียบวิธีการทำวิจัย ดังแสดงรูปที่ 3.23

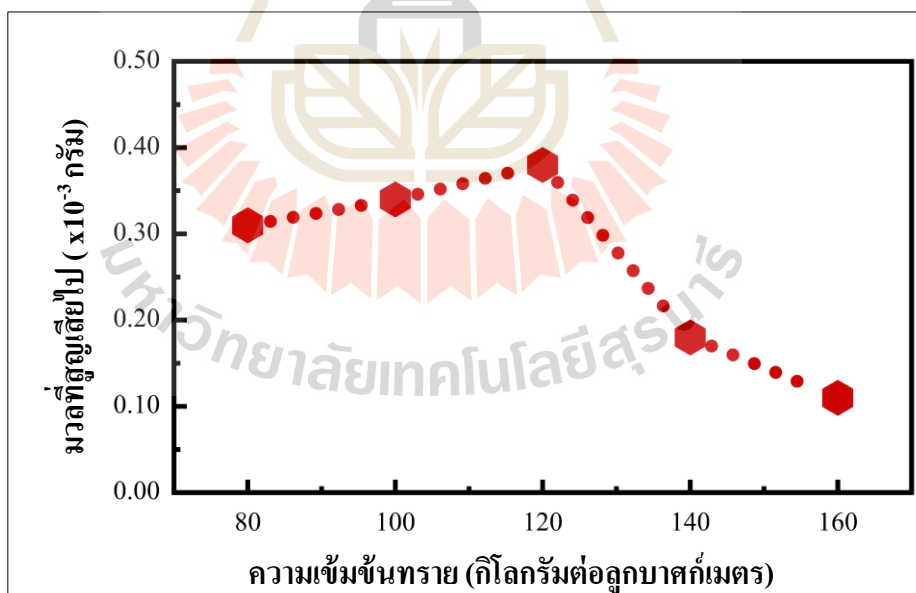


รูปที่ 3.23 แผนภาพระเบียบวิธีการทำวิจัย

3.6 เงื่อนไขการทดสอบ จากผลทดสอบเบื้องต้น

3.6.1 ปริมาณทรายที่ใช้ในการทดสอบ

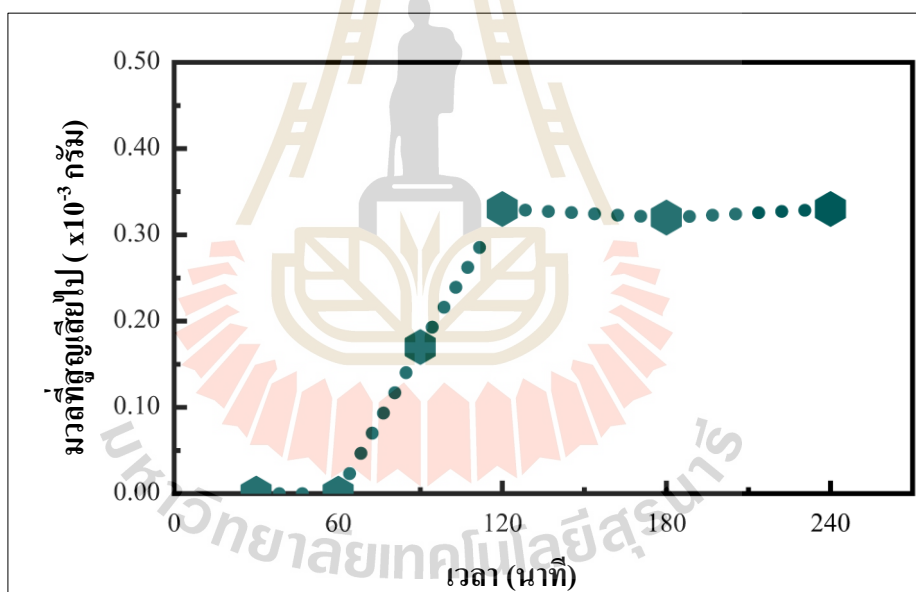
ทดลองหาปริมาณทรายที่ใช้สำหรับการทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อนโดยใช้ระบบการทดสอบด้วยระบบเจ็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) ไม่ติดตั้งตู้จ่ายไฟฟ้ากระแสตรง Impressed current cathodic protection (ICCP) ในน้ำมันดิบผสมทรายขนาด 1000 ไมโครเมตร เป็นเวลา 240 นาที (4 ชั่วโมง) เริ่มทดสอบปริมาณทรายตั้งแต่ 80 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตร ถึง 160 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตรดังแสดงในรูปที่ 3.24 พบว่า เมื่อปริมาณทรายเพิ่มขึ้น ความเสียหายเพิ่มขึ้น จนถึงที่ปริมาณทราย 120 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตรเกิดความเสียหายมากที่สุดเท่ากับ 0.38 มิลลิกรัม และเมื่อเพิ่มปริมาณทรายไปที่ 140-160 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตรความเสียหายลดลง เนื่องจากเมื่อปริมาณทรายเพิ่มมากขึ้นความเร็วในการไหลตัวของน้ำมันดิบในการพาอนุภาคทรายเพื่อขัดถู เสียดสีบนชิ้นงานน้อยลง ส่งผลให้พลังงานจลน์ที่มากระทบบนผิวชิ้นงานก็ลดน้อยลงไปด้วย (Gou et al., 2018; Sanni, Adefila, & Anozie, 2019) ดังนั้นจึงกำหนดใช้ปริมาณทราย 120 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตร เป็นเงื่อนไขในการทดสอบต่อไป เพราะเกิดความเสียหาย (มวล) สูงสุด



รูปที่ 3.24 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณทรายกับมวลสูญเสีย (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

3.6.2 เวลาที่ใช้ทดสอบ

ทดลองหาเวลาสำหรับการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) ด้วยระบบเจ็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) ที่ติดตั้งและไม่ติดตั้งตู้จ่ายไฟฟ้ากระแสตรง Impressed current cathodic protection (ICCP) ตามลำดับ ในน้ำมันดิบผสมทรายขนาด 1000 ไมโครเมตร ปริมาณ 120 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตร (18 กรัมต่อ 150 มิลลิลิตร) ได้ผลดังแสดงในรูปที่ 3.25 พบว่าเวลาเพิ่มมากขึ้น ความเสียหายก็เพิ่มมากขึ้น และที่เวลา 120 นาที เกิดความเสียหายสูงสุดเท่ากับ 0.34 มิลลิกรัม และเมื่อเวลาเพิ่มมากขึ้นจาก 180 ถึง 240 นาที ความเสียหายที่เกิดขึ้นใกล้เคียงกับที่เวลา 120 นาที เมื่อเวลาในการทดสอบ 180 นาที เป็นต้นไป ความเสียหายของทรายลดลงจึงทำให้ความสามารถในการขจัดสีลดลง ส่งผลให้ความเสียหายที่เกิดขึ้นไม่เปลี่ยนแปลง (Islam, 2013) จึงเลือกเวลา 120 นาที (2 ชั่วโมง) เป็นเวลาสำหรับการทดสอบ



รูปที่ 3.25 ความสัมพันธ์ระหว่างเวลากับมวลสูญเสีย (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

ในกระบวนการทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อนทั้ง 4 ส่วนจะมีการควบคุมสถานะการทดลองให้คงที่ดังนี้

- เวลาที่ใช้ในการทดสอบ 2 ชั่วโมง (ในกรณีทำการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T)

- อุณหภูมิในการทดสอบเท่ากับ 50 องศาเซลเซียส

- ปริมาณทราย 120 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตร (คิดเป็น 18 กรัมในน้ำมันดิบ 150 มิลลิลิตร)

- ปริมาณน้ำมันดิบ 150 มิลลิลิตร

- ควบคุมความเร็วในการไหลของน้ำมันดิบ 1.4 เมตรต่อวินาที

- อัตราการสแกนเท่ากับ 1 มิลลิโวลต์ต่อวินาที (ในกรณีการทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อน (Total corrosion components, C_w)

- แปลความหมายของเส้นกราฟที่ได้จากการทดลองเพื่อหาค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (Corrosion potential, E_{corr}) และ ความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อน (Corrosion current density, i_{corr}) และอัตราการกัดกร่อน (Corrosion rate, CR) (ในกรณีการทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อน (Total corrosion components, C_w)

3.7 ขั้นตอนทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

3.7.1 อัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0)

ระบบเจ็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) ออกแบบโดย Zu และคณะ ในปีพุทธศักราช 2533 เป็นระบบการทดสอบที่ได้ทั้งในการกัดเซาะและการกัดกร่อน ดังแสดงในรูปที่ 3.10 ซึ่งแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนแรกเป็นปั๊มแรงดันสูงที่ทำหน้าที่ดูดน้ำมันดิบและทรายจากตัวถังเก็บสารละลาย (น้ำมันดิบ) ซึ่งจะถูกส่งต่อไปยังส่วนที่สอง คือ วาล์วที่ควบคุมแรงดัน ทำหน้าที่ควบคุมความเร็วการไหลของน้ำมันดิบที่ 1.4 เมตรต่อวินาที ซึ่งสอดคล้องกับความเร็วการไหลปกติของน้ำมันดิบให้ไหลผ่านหน้าชิ้นงานในแนวขนานกับพื้นผิวชิ้นงาน (Devold, 2007) ซึ่งมีการป้องกันการกัดกร่อนด้วยระบบ ICCP ที่ต่อเข้ากับระบบเจ็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) ระบบ ICCP มีแหล่งพลังงานที่ใช้ป้อนศักย์ไฟฟ้าไปยังพื้นผิวตัวอย่าง (แคโทด) กับ ขั้วแอโนดที่ไว้วัสดุเฉื่อย (ในกรณีนี้ใช้แท่งแกรไฟต์) การป้อนศักย์ไฟฟ้าเพื่อป้องกันการกัดกร่อนนั้นจะถูกกำหนดจากเส้นโค้งโพลาไรเซชันในช่วงศักย์ไฟฟ้าแคโทดิก จากเส้นโค้งโพลาไรเซชัน

ของเหล็กกล้า AISI 1045 ในน้ำมันดิบ พบว่าช่วงศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (E_{corr}) อยู่ในช่วง -605 มิลลิโวลต์ สำหรับเหล็กกล้า AISI 1045 และ -637 มิลลิโวลต์ สำหรับเหล็ก J55 ดังแสดงในตารางที่ 4.2 (เทียบกับขั้ว Ag/AgCl) การป้องกันกระแสไฟฟ้าเพื่อป้องกันการกัดกร่อนควบคุมโดยการป้องกันศักย์ไฟฟ้าให้ต่ำกว่า E_{corr} อย่างน้อย 300 มิลลิโวลต์ จึงสรุปได้ว่าป้องกันศักย์ไฟฟ้าที่ -1000 มิลลิโวลต์ เมื่อเทียบกับขั้วไฟฟ้าอ้างอิงคอปเปอร์/คอปเปอร์ซัลเฟต (Cu/CuSO₄)

3.7.2 อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0)

ใช้ระบบเจ็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) ต่อเข้ากับเครื่องโพเทนชิโอมิเตอร์ PGATAT 128N (Metrohm AG, Switzerland) ในน้ำมันดิบที่ไม่เติมทราย ประกอบด้วยอิเล็กโทรด 3 ขั้ว คือ ขั้วไฟฟ้ากระแส (แกรไฟต์) ขั้วไฟฟ้าอ้างอิง (Ag/AgCl) และขั้วไฟฟ้าใช้งาน (ชิ้นงานเหล็กกล้า AISI 1045 และเหล็ก J55) ดังแสดงในรูปที่ 3.16 เส้นโค้งโพลาริเซชันจะแสดงศักย์ไฟฟ้าตั้งแต่ -1200 มิลลิโวลต์ ถึง 400 มิลลิโวลต์ (เทียบกับขั้วไฟฟ้าอ้างอิง Ag/AgCl) ที่อัตราการสแกนที่ 1.0 มิลลิโวลต์ต่อวินาที ใช้พื้นที่สัมผัสสารละลาย 4.9382 ตารางเซนติเมตร

3.7.3 องค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w)

ใช้ระบบเจ็ทของไหลพุ่งชนพื้นผิว (Impingement jet systems) ร่วมกับเครื่องโพเทนชิโอมิเตอร์ PGATAT 128N (Metrohm AG, Switzerland) ในน้ำมันดิบผสมทรายที่มีการเปลี่ยนขนาดทราย คือ 500 1000 และ 2000 ไมโครเมตร ที่ปริมาณ 18 กรัม ในน้ำมันดิบ 150 มิลลิลิตร ที่ไม่มีการป้องกันการกัดกร่อนด้วย ICCP ดังแสดงในรูปที่ 3.16 เส้นโค้งโพลาริเซชันที่ได้ แสดงศักย์ไฟฟ้าตั้งแต่ -1300 ถึง 400 มิลลิโวลต์ ที่อัตราสแกนเดียวกับการทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0)

3.7.4 ผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T)

ทดสอบเช่นเดียวกันกับการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) ดังได้อธิบายในข้างต้น แต่ในการทดสอบนี้ไม่ติดตั้งระบบการป้องกันการกัดกร่อนด้วยระบบ ICCP

3.8 ขั้นตอนตรวจสอบพื้นผิวและสารละลายภายหลังทดสอบการกัดเซาะ-กัดกร่อน

3.8.1 ขั้นตอนการตรวจสอบพื้นผิวชิ้นงานหลังการทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

ภายหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน นำชิ้นงานไปตรวจสอบความเสียหายและองค์ประกอบทางเคมีที่เกิดขึ้นบนพื้นผิว ก่อนตรวจสอบต้องล้างชิ้นงานด้วยอะซิโตนและเอทานอลเพื่อกำจัดคราบไขมันออก หลังจากนั้นนำชิ้นงานไปตรวจสอบด้วยเทคนิคต่าง ๆ ดังนี้

ก) ชิ้นงานภายหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อนทำการตรวจสอบพื้นผิวด้วยกล้องจุลทรรศน์แบบส่องกราด (Scanning electron microscope, SEM)

ข) ชิ้นงานภายหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อนทำการตรวจสอบองค์ประกอบทางเคมีบนพื้นผิว (Chemical composition) ของชิ้นงานด้วยเทคนิค X-ray photoelectron spectroscopy (XPS)

3.8.2 ขั้นตอนการตรวจสอบสารละลายก่อนและหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

ก) ก่อนทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน นำน้ำมันดิบไปตรวจสอบปริมาณคาร์บอน ไฮโดรเจน ไนโตรเจน ด้วยเครื่อง LECO CHN628 ตามมาตรฐาน ASTM D5291-16 ซัลเฟอร์ด้วยเครื่อง Oxford X-Supreme 8000 ตามมาตรฐาน ASTM D4294-16e1 ปริมาณไอออน Ca^{2+} Na^+ K^+ ด้วยเครื่อง Perkin Elmer Optima 7300DV ตามมาตรฐาน UOP method 389-04 ปริมาณ Cl^- ด้วยเครื่อง Metrohm 785 DMP Tritino ตามมาตรฐาน ASTM D6470-99 (R15) ปริมาณน้ำตามมาตรฐาน ASTM D95-13 และปริมาณ HCO_3^- ด้วยเทคนิค Water extraction-titration method

ข) ภายหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน นำน้ำมันดิบไปตรวจสอบปริมาณความเข้มข้นไอออนเหล็กที่เกิดจากการกัดเซาะ-การกัดกร่อนในน้ำมันดิบด้วยเทคนิค Inductively coupled plasma-optical emission spectrometer (ICP-OES)

บทที่ 4

ผลการทดลองและการวิเคราะห์ผลการทดลอง

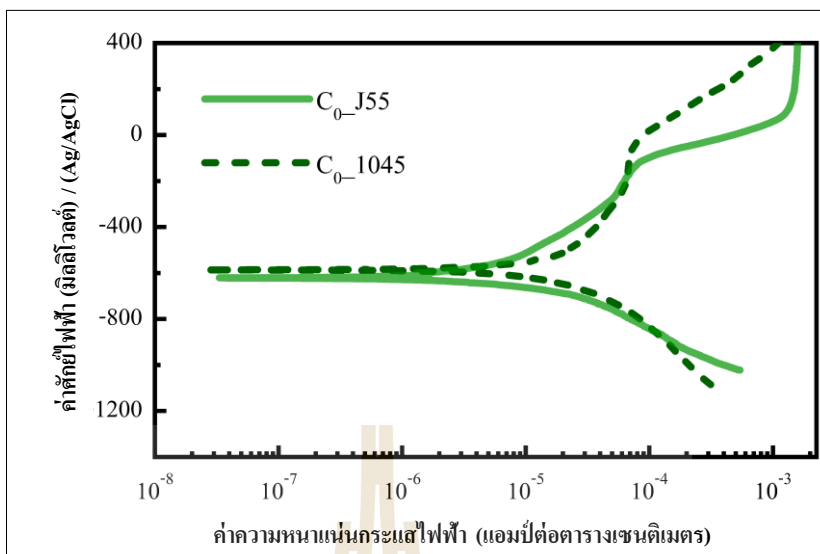
4.1 ผลทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

4.1.1 ผลทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) แสดงในตารางที่ 4.1 เมื่อทรายขนาดใหญ่ขึ้นมีผลให้การสูญเสียมวลของวัสดุมากขึ้น เพราะโมเมนตัมที่กระทบผิวเปลี่ยนแปลงตามมวลของทราย งานวิจัยนี้ใช้ความเร็วคงที่ 1.4 เมตรต่อวินาที ดังนั้นขนาดของทรายจึงที่มีผลต่อโมเมนตัมที่ทำให้เกิดความเสียหายต่อพื้นผิวของชิ้นงานโดยตรง และในเหล็กกล้า AISI 1045 มีการสูญเสียมวลสูงกว่าเหล็ก J55 ที่ทรายทุกขนาด เนื่องจากโครงสร้างจุลภาคของ J55 มีเกรนเล็กละเอียดกว่าเหล็กกล้า AISI 1045 ดังแสดงในรูปที่ 3.1 ส่งผลให้ความแข็งสูงกว่าจึงมีความต้านทานการกัดเซาะมากกว่าเหล็กกล้า AISI 1045 (L. Li, Li, Mahmoodian, & Wasim, 2018)

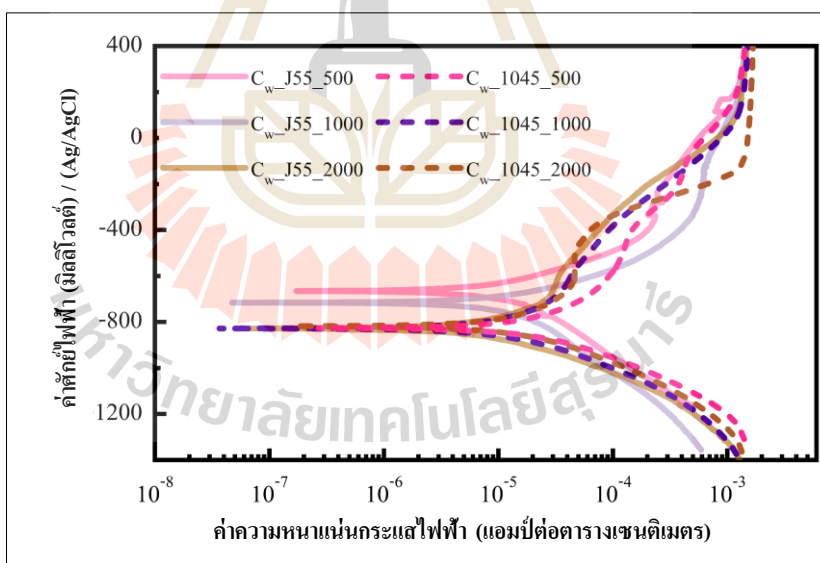
ตารางที่ 4.1 มวลสูญเสียจากการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T)

ชิ้นงาน	มวลสูญเสีย (มิลลิกรัม)
$E_{0_1045_500}$	0.12
$E_{0_1045_1000}$	0.13
$E_{0_1045_2000}$	0.38
$E_{0_J55_500}$	0.08
$E_{0_J55_1000}$	0.13
$E_{0_J55_2000}$	0.25
T_{1045_500}	0.20
T_{1045_1000}	0.22
T_{1045_2000}	0.48
T_{J55_500}	0.15
T_{J55_1000}	0.21
T_{J55_2000}	0.34

4.1.2 อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และผลการทดสอบองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) แสดงในรูปที่ 4.1 และ 4.2 ตามลำดับค่าสำคัญที่ได้จากเส้นโค้งโพลาไรเซชันในรูปที่ 4.1 และ 4.2 คือ ค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (E_{corr}) ค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อน (i_{corr}) ค่าโพลาไรเซชันเนื่องจากความต้านทาน (R_p) เส้นทาเฟลด้านแอโนด (β_a) เส้นทาเฟลด้านแคโทด (β_c) และอัตราการกัดกร่อน (CR) ดังแสดงในตารางที่ 4.2 และ 4.3 พบว่าผลการทดสอบองค์ประกอบการกัดกร่อน (Total corrosion components, C_w) มีอัตราการกัดกร่อนที่สูงกว่าอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) เนื่องจากทราย วัสดุ เสียดสีบนพื้นผิวชิ้นงาน เกิดการทำลายฟิล์มบนพื้นผิวชิ้นงานขึ้นอันได้จากค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (E_{corr}) ในชิ้นงานที่ผ่านการทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) มีความเสถียรกว่าองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) และในส่วนการทดสอบองค์ประกอบการกัดกร่อน (Total corrosion components, C_w) ที่ขนาดทราย 500 ไมโครเมตร เกิดการกัดกร่อนที่สูงที่สุด คือ 0.08161 มิลลิเมตรต่อปี สำหรับเหล็กกล้า AISI 1045 และ 0.07881 มิลลิเมตรต่อปีสำหรับเหล็ก J55 ในขณะที่ทรายขนาด 1000 และ 2000 ไมโครเมตร มีอัตราการกัดกร่อนที่ต่ำกว่า เนื่องจากปริมาณของทรายที่ขนาด 500 ไมโครเมตร มีปริมาณทรายมากกว่าทรายขนาด 1000 และ 2000 ไมโครเมตร เมื่อเกิดการกระทบและเสียดสีของทรายบนพื้นผิวชิ้นงานที่ทรายขนาด 500 ไมโครเมตรจึงมีจำนวนครั้งในการกระทบบนพื้นผิวมากกว่า จึงเกิดความเสียหายเสื่อมสภาพของพื้นผิวรุนแรงกว่า ส่งผลให้อิออนที่มีฤทธิ์กัดกร่อนเข้าทำปฏิกิริยาได้มากขึ้น (Lindgren, Siljander, Suihkonen, Pohjanne, & Vuorinen, 2016; Stack & Abd El-Badia, 2008; Tang, Xu, & Cheng, 2008) และจากผลการทดสอบพบว่าเหล็ก J55 มีอัตราการกัดกร่อนน้อยกว่าเหล็ก AISI 1045 เนื่องจากขนาดเกรนที่เล็กกว่าส่งผลให้ความแข็งและความต้านทานการกัดกร่อนสูงมากขึ้น (L. Li et al., 2018; Ralston & Birbilis, 2010)



รูปที่ 4.1 เส้นโค้งโพลาร์ไรเซชันของการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)



รูปที่ 4.2 เส้นโค้งโพลาร์ไรเซชันของการทดสอบองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

จากรูปที่ 4.1 และ 4.2 ค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (E_{corr}) ค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อน (i_{corr}) เส้นทาเฟลด้านแอโนด (β_a) เส้นทาเฟลด้านแคโทด (β_c) และค่าโพลาไรเซชันเนื่องจากความต้านทาน (R_p) สามารถสรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 4.2 พบว่าชิ้นงาน J55 มีค่าโพลาไรเซชันเนื่องจากความต้านทาน (R_p) ที่สูงกว่า AISI 1045 ส่งผลให้อัตราการกัดกร่อนของ J55 ต่ำกว่า AISI 1045 เนื่องจากค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อน (i_{corr}) แปรผกผันกับค่าโพลาไรเซชันเนื่องจากความต้านทาน (R_p) ดังนั้น J55 มีความต้านทานการกัดกร่อนดีกว่า AISI 1045 และเหมาะที่จะใช้เป็นวัสดุในท่อผลิตน้ำมันดิบมากกว่า

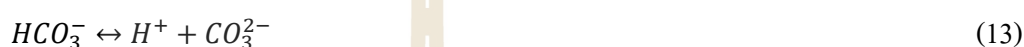
ตารางที่ 4.2 ค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (E_{corr}) ค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อน (i_{corr}) เส้นทาเฟลด้านแอโนด (β_a) เส้นทาเฟลด้านแคโทด (β_c) และค่าโพลาไรเซชันเนื่องจากความต้านทาน (R_p) (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

ชิ้นงาน	E_{corr}	i_{corr}	β_a	β_c	R_p
	(- mV)	($\mu\text{A}/\text{cm}^2$)	(mV/decade)	(mV/decade)	($\Omega \text{ cm}^2$)
C ₀ _1045	605	5.88	140.660	177.760	1320.15
C ₀ _J55	637	2.49	139.360	138.470	2757.48
C _w _1045_500	839	6.88	127.810	122.880	900.00
C _w _1045_1000	850	6.43	145.870	178.670	1234.63
C _w _1045_2000	836	6.77	153.480	162.590	1152.84
C _w _J55_500	688	6.65	178.580	190.630	1370.65
C _w _J55_1000	736	6.12	124.930	135.940	1051.56
C _w _J55_2000	796	6.29	168.560	192.950	1413.92

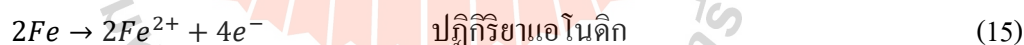
ค่าจากตารางที่ 4.1 และ 4.2 นำไปคำนวณตามสมการที่ 4-9 ตามมาตรฐาน ASTM G119-09 ดังแสดงในตารางที่ 4.3 พบว่าสาเหตุความเสียหายมี 3 ประการ 1) อัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) 2) อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และ 3) องค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) ซึ่งกลไกการกัดเซาะมีส่วนสำคัญที่ส่งผลให้เกิดความเสียหาย เนื่องจากโครงสร้างจุลภาคประกอบด้วยเฟอร์ไรต์และเฟอไรต์ไลต์ ดังแสดงในรูปที่ 3.1 ที่มีความต้านทานการกัดเซาะต่ำ (เมื่อเปรียบเทียบกับ

เหล็กกล้าคาร์บอนสูงที่มีคาร์ไบด์เป็นองค์ประกอบในโครงสร้าง ช่วยให้มีความแข็งแรงสูง ความต้านทานแรงดึง และความต้านทานการกัดเซาะสูง) (Fernandes, Correa, & Ramanathan, 2008)

กระบวนการกัดกร่อนที่พบในน้ำมันดิบมักเกิดจากโมเลกุลของกรด เช่น กรดแอสฟัลต์ (Asphaltic acids) ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) น้ำ (H_2O) ออกซิเจน และสารจำพวกแร่ธาตุ เช่น คลอไรด์ไอออน (Cl^-) ซัลเฟตไอออน (SO_4^{2-}) และ ไบคาร์บอเนต (HCO_3^-) ไบคาร์บอเนตช่วยยับยั้งการกัดกร่อนด้วยการสร้างพาสซีฟฟิล์ม เฟอร์รัสคาร์บอเนต ($FeCO_3$) บนพื้นผิวชิ้นงานภายหลังการกัดกร่อนดังแสดงในสมการ 13 และ 14



กลไกการกัดกร่อนหลักที่ทำให้เกิดการเสื่อมสภาพเกิดจากคลอไรด์ไอออน น้ำและออกซิเจนที่ละลายอยู่ในน้ำมันดิบทำปฏิกิริยาเคมีกับพื้นผิวชิ้นงานที่มีกระบวนการกัดเซาะช่วยกระตุ้นและเปิดผิวชิ้นงานให้สัมผัสกับสารละลายมากยิ่งขึ้น กระบวนการกัดเซาะและการกัดกร่อนนั้นมีผลในการสร้างความเสียหายแบบร่วมกันและเสริมฤทธิ์ความเสียหายซึ่งกันและกัน (Lindgren et al., 2016; Stack & Abd El-Badia, 2008) ซึ่งเหล็กกล้า AISI 1045 มีความเสียหายมากกว่าเหล็ก J55 โดยปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีที่เกิดขึ้นบนพื้นผิวโลหะดังแสดงในสมการที่ 15 และ 16



ตารางที่ 4.3 ผลรวมของอัตราการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) อัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

ชิ้นงาน	อัตราการกัดกร่อน (มิลลิเมตรต่อปี)						
	T	E_0	C_0	C_w	S	ΔC_e	ΔE_c
1045_500	0.25512	0.15307	0.06975	0.08161	0.03230	0.01186	0.02044
1045_1000	0.28063	0.16583	0.06975	0.07627	0.04505	0.00652	0.03853
1045_2000	0.61229	0.48473	0.06975	0.08031	0.05781	0.01056	0.04725
J55_500	0.19117	0.10196	0.02951	0.07881	0.05970	0.04930	0.01040
J55_1000	0.26764	0.16568	0.02951	0.07253	0.07245	0.04302	0.02943
J55_2000	0.43332	0.31861	0.02951	0.07454	0.08520	0.04504	0.04016

4.1.3 ปัจจัยที่ส่งผลต่อความเสียหายในการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

แทนค่าจากตารางที่ 4.3 ในสมการที่ 10-12 ได้ผลดังแสดงในตารางที่ 4.4 แสดงระดับความเสียหายจากการทำงานร่วมกันระหว่างการกัดเซาะ-การกัดกร่อน ซึ่งในเหล็ก J55 มีค่าปัจจัยการกัดกร่อน ระหว่าง 2.45783 ถึง 2.67068 ส่วนเหล็กกล้า AISI 1045 มีค่าอยู่ระหว่าง 1.09354 ถึง 1.17007 สาเหตุที่เหล็ก J55 มีปัจจัยการกัดกร่อนที่สูงกว่า เนื่องจาก J55 มีเกรนที่เล็กส่งผลให้มีขอบเกรนมาก โดยขอบเกรนทำหน้าที่เป็นแอโนด และภายในเกรนทำหน้าที่เป็นแคโทด ซึ่งอัตราส่วนแอโนดต่อแคโทดของ J55 สูง ส่งผลให้ J55 ว่องไวต่อการกัดกร่อน จึงเกิดมีเสียหายจากปัจจัยการกัดกร่อนเป็นสำคัญ แต่อย่างไรก็ตามเหล็ก J55 ก็มีความต้านทานการกัดกร่อนมากกว่า AISI 1045 เพราะอัตราส่วนพื้นที่แอโนดต่อแคโทดของ J55 สูงกว่า AISI 1045 ดังแสดงในตารางที่ 4.3 (Laleh, Hughes, Xu, Gibson, & Tan, 2019; Nourani, Sajadifar, Ketabchi, S. Milani, & Yannacopoulos, 2012) ส่วนเหล็ก AISI 1045 ที่ขนาดทราย 500 ไมโครเมตร มีปัจจัยเสริมการกัดกร่อนส่งผลต่อการสร้างความเสียหายมากที่สุด ขนาดทราย 1000 และ 2000 ไมโครเมตรพบว่าปัจจัยที่มีผลมากที่สุดคือการทำงานร่วมกันระหว่างการกัดเซาะ-และการกัดกร่อน เนื่องจากอนุภาคทรายขนาดใหญ่มีโมเมนตัมสูงทำให้การขัดสีและสร้างความขรุขระบนพื้นผิวส่งผลให้สารละลายทำปฏิกิริยากับพื้นผิวมากขึ้น (Islam & Farhat, 2013; Telfer, Stack, & Jana, 2012)

ตารางที่ 4.4 ระดับความเสียหายจากการทำงานร่วมกันระหว่างการกัดเซาะ-การกัดกร่อน
(Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

ชิ้นงาน	ระดับการทำงานร่วมกันระหว่างการกัดเซาะ-การกัดกร่อน		
	$\left(\frac{T}{T-S}\right)$	$\left(\frac{C_0+\Delta C_e}{C_0}\right)$	$\left(\frac{E_0+\Delta E_c}{E_0}\right)$
1045_500	1.14496	1.17007	1.13162
1045_1000	1.19126	1.09354	1.22859
1045_2000	1.10426	1.15136	1.09592
J55_500	1.45413	2.67068	1.10041
J55_1000	1.37116	2.45783	1.17486
J55_2000	1.24472	2.52610	1.12411

4.2 การวิเคราะห์สารละลายหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

ตารางที่ 4.5 แสดงปริมาณความเข้มข้นไอออนเหล็ก AISI 1045 และ เหล็ก J55 ในน้ำมันดิบ หลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อนด้วยเทคนิค ICP-OES ก่อนทดสอบ ICP-OES ต้องแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบด้วยวิธี Free water method จากนั้นนำน้ำไปย่อยด้วยกรดไนตริกเข้มข้นร้อยละ 65 โดยปริมาตร ด้วยไมโครเวฟ (Milestone ETHOS One, Italy) เพื่อให้สารละลายเป็นเนื้อเดียวกันตามมาตรฐาน U.S. EPA Method 3051A จากผลความเข้มข้นไอออนเหล็กแสดงในตารางที่ 4.5 พบว่ามีความสอดคล้องกับค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นตามตารางที่ 4.3 คือผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) มีความเข้มข้นของไอออนเหล็กสูงกว่า อัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) เนื่องจากผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อนนั้นไม่ได้ป้องกันการกัดกร่อนด้วย ICCP ซึ่งแสดงให้เห็นว่า การประยุกต์ใช้ระบบการป้องกันการกัดกร่อนแบบ ICCP ช่วยลดความเสียหายและการเสื่อมสภาพของท่อเหล็กได้จริง ดังผลอัตราการกัดกร่อนที่แสดงในตารางที่ 4.3 ความเข้มข้นของไอออนเหล็กจากการทดสอบผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) และทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) เพิ่มขึ้นตามขนาดทรายอย่างมีนัยสำคัญ นอกจากนี้ในกรณีการทดสอบองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) ที่ทรายขนาดเล็กที่สุดแต่เกิดอัตราการกัดกร่อนมากที่สุดมีความเข้มข้นของไอออนเหล็กมากที่สุดเช่นกันและสูงกว่าในกรณีการทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่

ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) ซึ่งสอดคล้องกับผลการกัดกร่อนในตารางที่ 4.3 (Guo et al., 2005)

ตารางที่ 4.5 ความเข้มข้นของปริมาณไอออนเหล็กหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

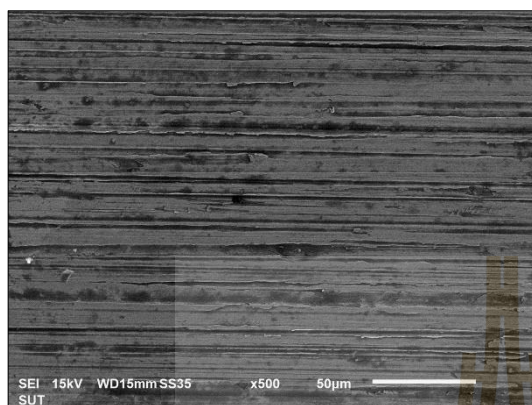
ชิ้นงาน	ความเข้มข้น ไอออนเหล็ก (มิลลิกรัมต่อลิตร)			
	T	E_0	C_0	C_w
1045	-	-	8.96	-
J55	-	-	2.95	-
1045_500	42.79	25.82	-	18.86
1045_1000	46.58	30.83	-	15.03
1045_2000	77.86	69.52	-	18.22
J55_500	35.69	19.42	-	16.11
J55_1000	44.20	27.38	-	10.43
J55_2000	65.11	49.64	-	12.52

4.3 การตรวจสอบลักษณะพื้นผิวหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

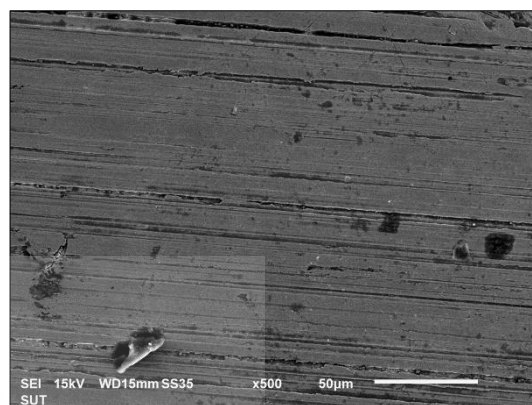
4.3.1 การตรวจสอบลักษณะความเสียหายของพื้นผิวหลังการทดสอบด้วยกล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด (SEM)

ภายหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน นำชิ้นงานเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55 มีความเสียหายน้อยสุดและมากที่สุด ไปตรวจสอบลักษณะความเสียหายของพื้นผิวด้วยเทคนิค SEM ได้ผลดังแสดงในรูปที่ 4.3-4.6 โดยในรูปที่ 4.3 แสดงลักษณะพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบกระบวนการทดสอบผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) และ 4.4 แสดงพื้นผิวชิ้นงานผ่านทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) พบว่าที่ทราบขนาดใหญ่ที่สุด ความเสียหายบนพื้นผิวมากที่สุด ซึ่งสอดคล้องกับผลการสูญเสียมวลของชิ้นงานดังตารางที่ 4.1 และในส่วนของพื้นผิวชิ้นงานหลังผ่านอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) ดังแสดงในรูปที่ 4.5 และพื้นผิวชิ้นงานหลังผ่านองค์ประกอบการกัดกร่อน (Total corrosion components, C_w) ดังแสดงในรูปที่ 4.6 นั้น พบว่าความเสียหายของพื้นผิวจาก องค์ประกอบการกัดกร่อน (Total corrosion components, C_w) มากกว่าอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และพื้นผิวความเสียหายที่มากขึ้นยัง

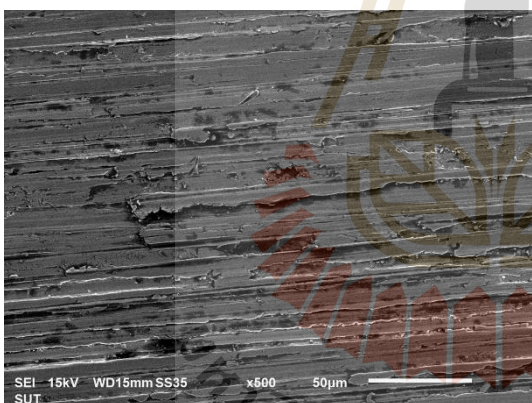
สอดคล้องกับอัตราการกัดกร่อนที่มากขึ้นด้วย และทั้ง 4 ส่วนของการทดสอบจะพบว่าเหล็กกล้า AISI 1045 มีสภาพความเสียหายที่พื้นผิวที่รุนแรงกว่าเหล็ก J55



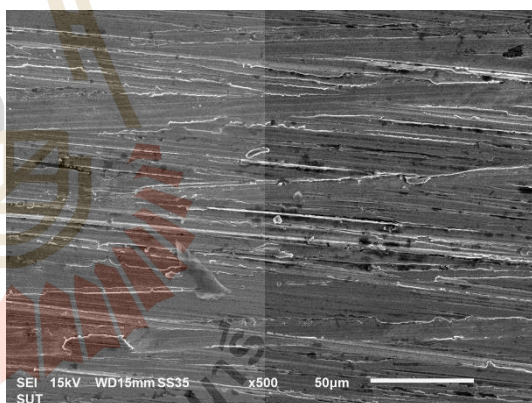
T_1045_500



T_J55_500

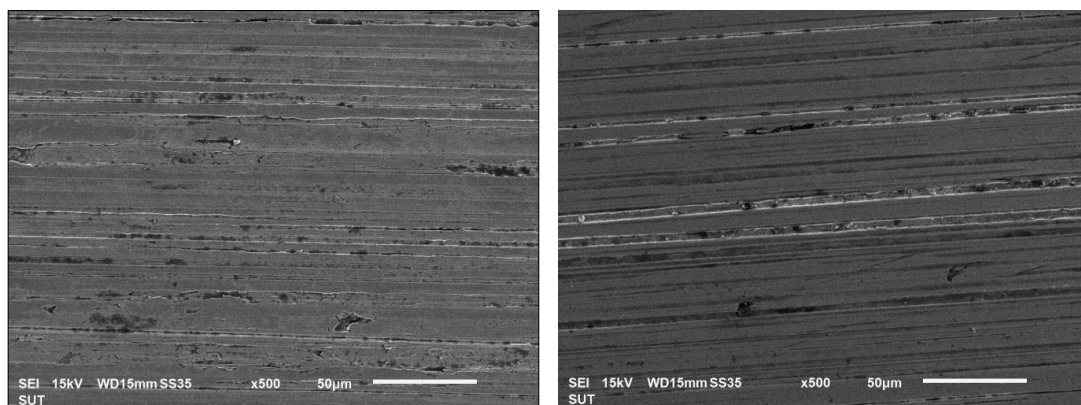
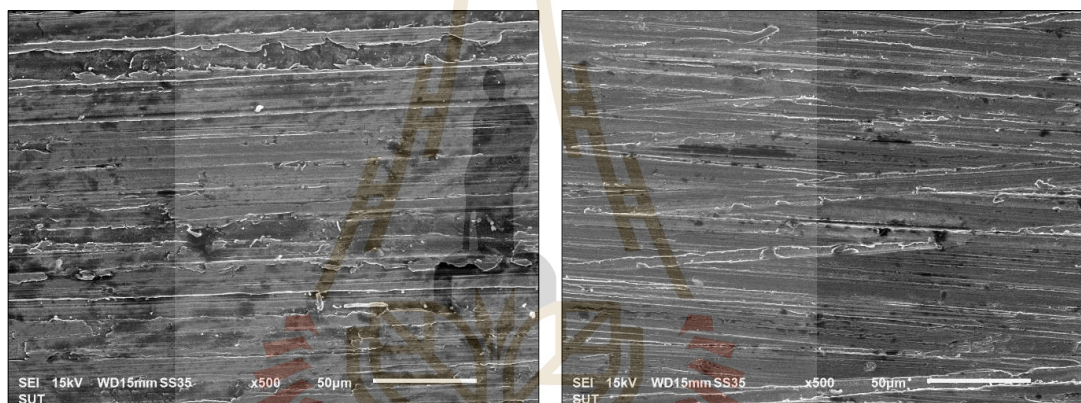


T_1045_2000

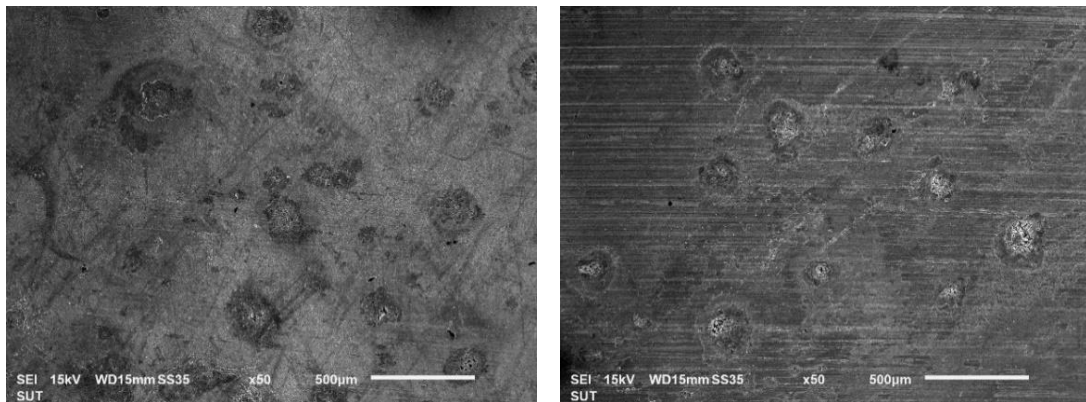


T_J55_2000

รูปที่ 4.3 ลักษณะพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T)

E₀_1045_500E₀_J55_500E₀_1045_2000E₀_J55_2000

รูปที่ 4.4 ลักษณะพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

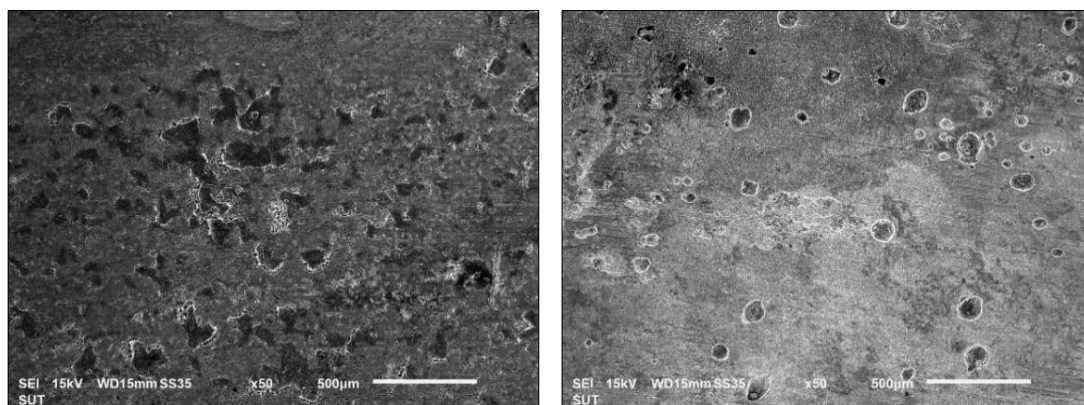
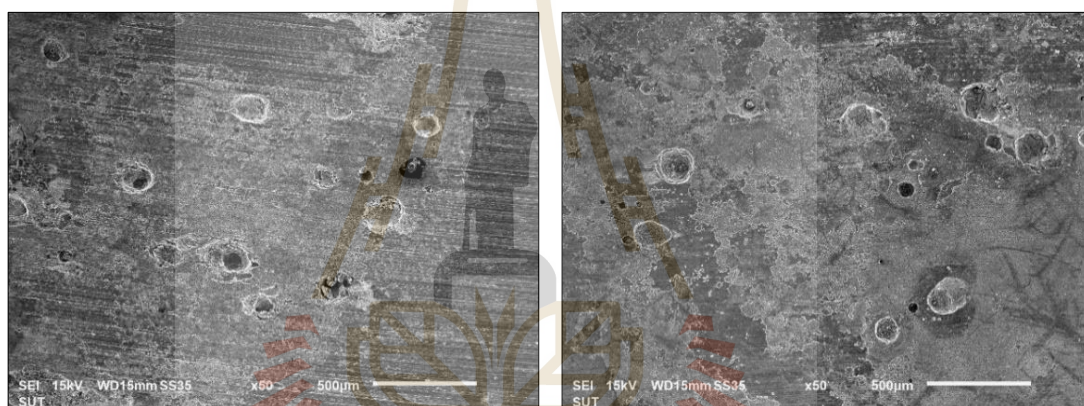


C₀_1045

C₀_J55

รูปที่ 4.5 ลักษณะพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจาก
การกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C₀)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

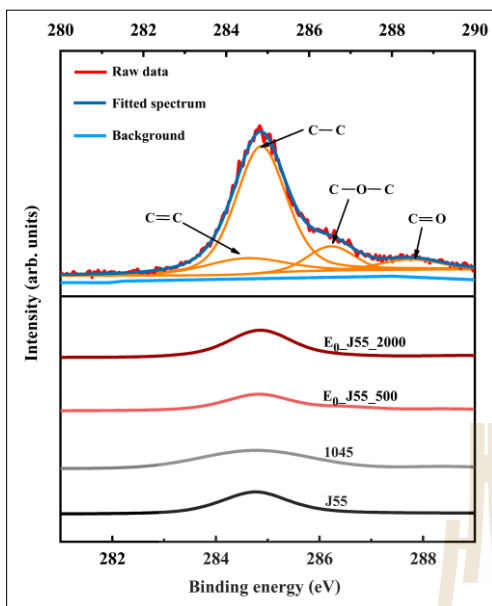
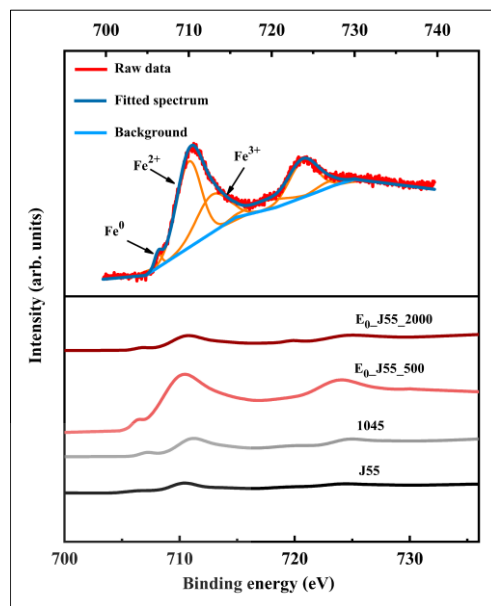
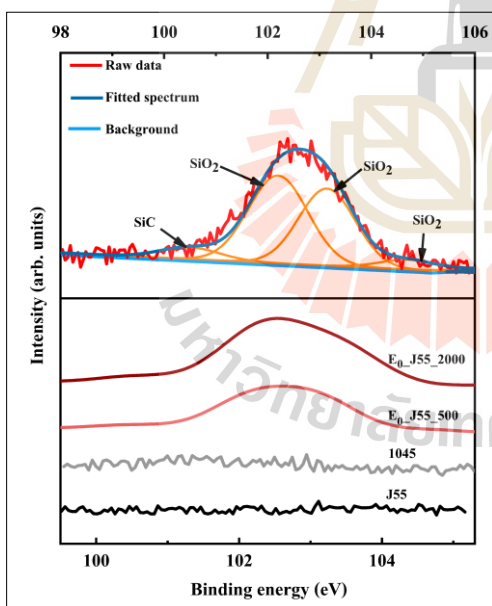
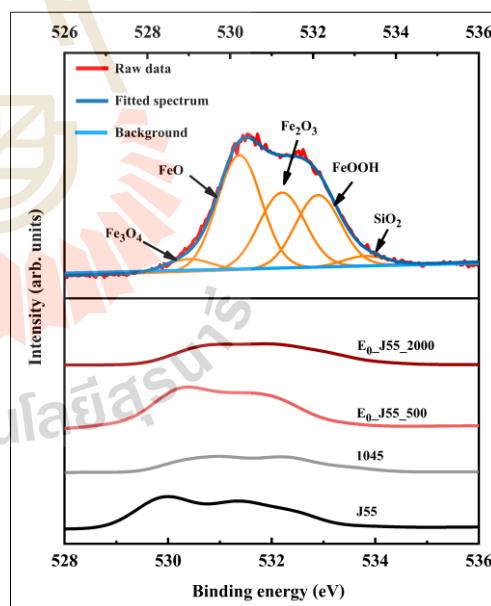
C_w_1045_500C_w_J55_500C_w_1045_1000C_w_J55_1000

รูปที่ 4.6 ลักษณะพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบขององค์ประกอบการกัดกร่อนรวม
(Total corrosion components, C_w)

4.3.2 การวิเคราะห์องค์ประกอบทางเคมีที่เกิดขึ้นบนพื้นผิวภายหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

เพื่อให้เข้าใจพฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของเหล็กกล้า AISI 1045 และเหล็ก J55 ในน้ำมันดิบร่วมกับการเปลี่ยนขนาดทราย จึงนำชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) อัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) ที่เกิดความเสียหายมากที่สุดและน้อยที่สุด มาตรวจสอบองค์ประกอบทางเคมีบนพื้นผิวจำนวน 4 ธาตุ คือ

C (คาร์บอนเป็นองค์ประกอบหลักในน้ำมันดิบและบ่งบอกความปนเปื้อนบนพื้นผิว) Fe (เหล็กเป็นองค์ประกอบทางเคมีของชิ้นงาน AISI 1045 และ J55) Si (ซิลิคอนเป็นองค์ประกอบทราย) และ O (บ่งบอกสารประกอบออกซิเจนบนพื้นผิว) ด้วยเทคนิค XPS ดังในรูป 4.7 แสดงตัวอย่างการจำแนกจุดสูงสุดของกราฟ (XPS-fitted curve) จากเทคนิค XPS บนพื้นผิวชิ้นงานด้วยโมเดล Gaussian-Lorentzian line shapes และสเปกตรัมรวมของชิ้นงานก่อนและหลังทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) พบว่า 1) องค์ประกอบบนพื้นผิวของคาร์บอน (C1s) ที่ตำแหน่ง 283.4 284.2 285.0 286.0 และ 288.5 อิเล็กตรอนโวลต์ บ่งบอกถึงโลหะคาร์ไบด์ (Metal carbide) กลุ่มแอลคีน (C=C) กลุ่มอัลเคน (C-C) กลุ่มอีเทอร์ (C-O-C) และกลุ่มคาร์บอนิล (C=O) ตามลำดับ (Abdallah & Taylor, 2008; C. Li, Wang, Sui, Cui, & Deng, 2013) กลุ่มอัลเคน (C-C) เป็นสารประกอบในน้ำมันดิบทำหน้าที่เป็นฟิล์มป้องกันการกัดเซาะ การสึกหรอและสภาพการกัดกร่อน (Jahn, Cook, & Graham, 2008; Negm, Yousef, & Tawfik, 2013) กลุ่มแอลคีน (C=C) พบบนพื้นผิววัสดุที่มีคาร์บอนเป็นองค์ประกอบทางเคมี กลุ่มอีเทอร์ (C-O-C) และกลุ่มคาร์บอนิล (C=O) เป็นสิ่งปนเปื้อนบนพื้นผิวชิ้นงานที่สัมผัสกับออกซิเจนในอากาศและน้ำ (Guzmán et al., 2017; Johnson et al., 2003) 2) องค์ประกอบบนพื้นผิวของเหล็ก (Fe2p) ที่ตำแหน่ง 707.0 710.0 และ 712.2 อิเล็กตรอนโวลต์ บ่งบอก Fe metal Fe (II) คือ FeO และ Fe_3O_4 และ Fe (III) คือ Fe_2O_3 Fe_3O_4 และ FeOOH ตามลำดับ (Hashim et al., 2019; Idczak, Idczak, & Konieczny, 2016; Yamashita & Hayes, 2008) 3) องค์ประกอบบนพื้นผิวของซิลิคอน (Si2p) ตำแหน่ง 100.3 อิเล็กตรอนโวลต์ คือซิลิคอนคาร์ไบด์ (SiC) เป็นผลจากทรายและ ที่ตำแหน่ง 102.4 103.5 104.7 อิเล็กตรอนโวลต์ บ่งบอกถึงซิลิคอนออกไซด์ SiO_2 เป็นองค์ประกอบของทราย (Logofatu et al., 2011; Zeng, Guo, & Zhang, 2017) และ 4) องค์ประกอบของ O1s ที่ตำแหน่ง 529.70 531.32 539.92 532.43 532.93 และ 534.50 อิเล็กตรอนโวลต์ สามารถบ่งบอกถึงองค์ประกอบของเหล็กออกไซด์ (Fe_3O_4 Fe_2O_3 FeO) เหล็กไฮดรอกไซด์ (FeOOH) และซิลิคอนออกไซด์ (SiO_2) ตามลำดับ (Nam, Hien, Hoai, & Thu, 2018; Ralkhal, Shahrabi, Ramezanzadeh, & Bahlakeh, 2019; Zeng et al., 2017)

 $C1s$  $Fe2p$  $Si1s$  $O1s$

รูปที่ 4.7 ตัวอย่าง XPS-fitted curve ของชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

จากผลการจำแนกจุดสูงสุดของกราฟ (XPS-fitted curve) นำปริมาณสารประกอบของแต่ละธาตุหาความสัมพันธ์เชิงกึ่งปริมาณ (Semi-quantitative analysis) ดังในตารางที่ 4.6 แสดงสัดส่วนองค์ประกอบของคาร์บอน เหล็ก ซิลิคอน และออกซิเจน ดังนี้ สัดส่วนของ C-C/(C=C + C-O-C + C=O) ควรจะมีค่าที่สูงเพื่อช่วยในการป้องกันและยับยั้งการกัดเซาะ-การกัดกร่อน เนื่องจาก C-C ทำหน้าที่เป็นฟิล์มป้องกันการขัดสีบนพื้นผิว นอกจากนี้ (C-O-C + C=O) แสดงปริมาณการปนเปื้อนบนพื้นผิว ยิ่งพื้นผิวเกิดการกัดเซาะ-การกัดกร่อนมาก ความขรุขระบนพื้นผิวเพิ่มมากขึ้นส่งผลให้พื้นผิวชิ้นงานสัมผัสกับออกซิเจนและเกิดการปนเปื้อนสูงขึ้น

สัดส่วน Fe(II)/Fe(III) แสดงถึงความต้านทานการกัดเซาะ-การกัดกร่อน เมื่อพื้นผิวชิ้นงานเกิดการกัดเซาะ-การกัดกร่อนมาก ความขรุขระบนพื้นผิวมากขึ้นส่งผลให้เกิดปฏิกิริยาออกซิเดชันจากเหล็ก (Fe^0) เป็น Fe^{2+} (Fe II) ด้วยสถานะ Fe^{2+} (Fe II) ไม่เสถียรจึงเกิดออกซิไดซ์เป็น Fe^{3+} (Fe III) (Bian, Wang, Han, Chen, & Zhang, 2015; Yamashita & Hayes, 2008; Zhong et al., 2019) ปริมาณของ Fe(III) สูง ส่งผลให้สัดส่วน Fe(II)/Fe(III) มีค่าต่ำ บ่งบอกถึงความต้านทานการกัดเซาะ-การกัดกร่อนต่ำ (Fernandes et al., 2008; Sun, Shi, Lytle, Bai, & Wang, 2014)

ในส่วนของซิลิคอน (Si2p) พบว่าซิลิคอนคาร์ไบด์ (SiC) ที่ตรวจพบมาจากกระดาษทราย และ ซิลิคอนออกไซด์ (SiO_2) เป็นองค์ประกอบทราย พบในเหล็กกล้า AISI 1045 สูงกว่า J55 เนื่องจากเหล็กกล้า AISI 1045 มีโครงสร้างจุลภาคที่อ่อนกว่าเหล็ก J55 ทำให้ SiC และ SiO_2 ผังตัวและหลงเหลืออยู่บนผิวชิ้นงานมากกว่า

ตารางที่ 4.6 สัดส่วนองค์ประกอบของคาร์บอน เหล็ก ซิลิกอน และออกซิเจนบนพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Wongpanya, Saramas, Chumkratoke, & Wannakomol, 2020)

ชิ้นงาน	C 1s		Fe 2p		Si 2p
	(C–O–C) +(C=O)	C–C/((C=C) + (C–O–C) +(C=O))	Fe (Me)	Fe(II)/Fe(III)	SiO ₂ (102.4)
1045	27.74	0.00	13.62	0.73	
J55	5.80	0.00	15.81	1.48	
E ₀ _1045_500	19.45	1.99		0.65	52.32
E ₀ _1045_2000	29.65	0.35		0.50	69.40
E ₀ _J55_500	16.37	2.32	9.33	2.33	48.16
E ₀ _J55_2000	29.03	1.34	6.70	1.47	65.82
C ₀ _1045	24.26	0.97		0.84	
C ₀ _J55	16.49	0.95	7.06	0.81	
C _w _1045_500	15.89	1.19		1.23	60.00
C _w _1045_1000	11.55	1.59		0.73	56.29
C _w _J55_500	14.88	1.93		0.86	58.59
C _w _J55_1000	29.05	0.95		0.70	31.96

บทที่ 5

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

5.1.1 เหล็ก J55 มีความต้านทานการกัดเซาะ-การกัดกร่อนสูงกว่าเหล็กกล้า AISI 1045 ปัจจัยที่ส่งผลเช่นนี้มาจากโครงสร้างจุลภาคที่ประกอบด้วยโครงสร้างเฟอร์ไรต์และเพิร์ลไลต์ที่มีขนาดเล็กทำให้มีความแข็งแรงและความต้านทานการกัดเซาะ-การกัดกร่อนที่ดีกว่า

5.1.2 ขนาดทรายที่เพิ่มขึ้นมีผลต่ออัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T) อย่างมีนัยสำคัญ กล่าวคือ เมื่อขนาดทรายเพิ่มขึ้น โมเมนต์ตัมที่กระทบชิ้นงานสูงขึ้น ส่งผลให้พื้นผิวชิ้นงานถูกกัดเซาะมากขึ้นทำให้พื้นผิวเปลือย ทำปฏิกิริยากับออกซิเจนและน้ำได้ง่ายขึ้น

5.1.3 ทรายที่มีขนาดเล็ก แต่มีจำนวนมากจะมีผลต่อองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w) เนื่องจากทรายขนาดเล็ก มีจำนวนเม็ดทรายที่มาก จำนวนครั้งที่เม็ดทรายกระทบ เสียคลี่ ชิ้นงานจึงมีมากกว่าทรายที่มีขนาดใหญ่

5.1.4 ผลจากการวิเคราะห์ด้วยเทคนิค XPS แสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ของพฤติกรรมการกัดเซาะและการกัดกร่อน โดยแสดงในรูปของผลิตภัณฑ์การกัดกร่อนที่เกิดขึ้นบนผิวชิ้นงาน ภายหลังจากทดสอบช่วยยืนยันถึงความเสียหายที่เกิดขึ้นบนผิวชิ้นงาน

5.1.5 ซิลิคอนออกไซด์ (SiO_2) และอัตราส่วนของ $\text{C-C}/(\text{C=C} + \text{C-O-C} + \text{C=O})$ จะมีปริมาณมากในชิ้นงานที่เกิดความเสียหายมาก

5.1.6 อัตราส่วน $\text{Fe(II)}/\text{Fe(III)}$ สามารถนำมาใช้เพื่อจัดประเภทความเสียหายที่เกิดขึ้นบนผิวชิ้นงาน คือ ถ้าอัตราส่วนมีค่าสูงนั้นจะบ่งบอกถึงความต้านทานการกัดเซาะที่ดีกว่า แต่เมื่ออัตราส่วนมีค่าน้อยแสดงให้เห็นถึงความต้านทานการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะและองค์ประกอบการกัดกร่อนรวมที่ดีกว่า

5.1.7 จากการศึกษาของ Neville W. Sachs พบว่าท่อเกิดความเสียหาย เมื่อความหนาของผนังท่อน้อยกว่า 5.1 มิลลิเมตร ซึ่งท่อ J55 ที่ใช้ในงานวิจัยมีความหนา 7 มิลลิเมตร ส่งผลให้การสึกหรอของผนังท่อต้องไม่เกิน 1.9 มิลลิเมตร เมื่อเทียบกับผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน ที่เกิดความเสียหายรุนแรงที่สุดอยู่ที่ 0.43332 มิลลิเมตรต่อปี จึงสรุปได้ว่าหากมีการใช้งานตลอดเวลา ท่อมีอายุการใช้งานอยู่ที่ประมาณ 4 ปี 4 เดือน 18 วัน

5.2 ข้อเสนอแนะ

พฤติกรรมการกัดเซาะ-การกัดกร่อนของชิ้นงาน AISI 1045 และ J55 ขึ้นอยู่กับหลายตัวแปร เช่น ขนาดอนุภาคทราย โครงสร้างจุลภาคของชิ้นงานก่อนการทดสอบ ความเร็วของสารละลาย อุณหภูมิของสารละลายที่ส่งผลต่อการกัดกร่อน ซึ่งในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ได้ศึกษาผลของตัวแปรเหล่านี้ โดยได้ทดลองและผลการทดลองดังแสดงในบทที่ผ่านมา แต่ข้อมูลดังกล่าวเป็นเพียงข้อมูลเบื้องต้น แต่เพื่อการประยุกต์ใช้ในอุตสาหกรรมจริงควรมีการทำวิจัยศึกษาเพิ่มเติม ดังนั้นผู้ทำวิจัยจึงมีข้อเสนอแนะในการทำวิจัยต่อไป ดังนี้

5.2.1 ควรปรับค่าปริมาณความเข้มข้นทรายให้สอดคล้องกับปริมาณความเข้มข้นของทรายในหลุมขุดเจาะแต่ละพื้นที่ เพื่อการประเมินอายุการใช้งานที่แท้จริง เนื่องจากในหลุมขุดเจาะน้ำมันแต่ละพื้นที่มีปริมาณความเข้มข้นทรายที่แตกต่างกัน

5.2.2 ควรปรับค่าปริมาณไอออนที่ส่งผลต่อการกัดกร่อนในน้ำมันดิบ ให้สอดคล้องกับคุณสมบัติของน้ำมันดิบในแต่ละพื้นที่ เพื่อการประเมินอายุการใช้งานที่แท้จริง เนื่องจากในหลุมขุดเจาะน้ำมันแต่ละพื้นที่มีปริมาณไอออนที่แตกต่างกัน

5.2.3 ควรศึกษาเพิ่มเติมโดยเปลี่ยนแปลงมุมกระทบบนพื้นผิวชิ้นงาน ตั้งแต่ 15-90 องศา เนื่องจากในกระบวนการผลิตน้ำมันและขนส่งน้ำมันดิบมีชิ้นส่วนที่ได้รับมุมตกกระทบบนพื้นผิวที่ค่อนข้างหลากหลาย เพื่อการประเมินอายุการใช้งานของชิ้นส่วนอื่น ๆ ในกระบวนการผลิตและการขนส่งน้ำมัน

5.2.4 ลักษณะของเม็ดทรายในแบบอื่น ๆ หรือจากแหล่งน้ำมันอื่น ๆ ส่งผลต่อความเสียหายในรูปแบบการกัดเซาะ-การกัดกร่อนมากกว่าหรือน้อยกว่าอย่างไร

รายการอ้างอิง

- กษนนท์ วิมุตกุล. (2560). แหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย [ออนไลน์]. ได้จาก <https://sites.google.com/site/kchnanthwimutkul/cheux-pheling-pheux-karkhmnakhm/karsarwc-laea-kar-phli-pitorleiyim/5-haelng-pitorleiyim>
- พุทธชาติ เมฆทอง. (2534). การวิเคราะห์น้ำมันดิบเพื่อการซื้อ [ออนไลน์]. ได้จาก: http://library.dmr.go.th/Document/DMR_Technical_Reports/2534/219.pdf
- วิชัย วรยศอำไพ. (2542). ทรัพยากรแร่ทรายในประเทศไทย [ออนไลน์]. ได้จาก: [http:// library/.dmr.go.th/Document/DMR_Technical_Reports/2542/7937.pdf](http://library.dmr.go.th/Document/DMR_Technical_Reports/2542/7937.pdf)
- Abdallah, W. A., Taylor, S. D. (2008). Study of Asphaltenes Adsorption on Metallic Surface Using XPS and TOF-SIMS. **The Journal of Physical Chemistry C**. (112(48)): 18963-18972. doi:10.1021/jp804483t
- Ashworth, V. (2010). Principles of Cathodic Protection. **Shreir's Corrosion**. (2): 3-28. doi:10.1016/B978-044452787-5.00152-9
- Aurepatipan, N., Champreda, V., Kanokratana, P., Chitov, T., Bovonsombut, S. (2018). Assessment of bacterial communities and activities of thermotolerant enzymes produced by bacteria indigenous to oil-bearing sandstone cores for potential application in Enhanced Oil Recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. (163): 295-302. doi: 10.1016/j.petrol.2017.12.077
- Bashi, S., Mailah, N., Mohd Radzi, M. A. (2004). Cathodic protection system.
- Bian, C., Wang, Z. M., Han, X., Chen, C., Zhang, J. (2015). Electrochemical response of mild steel in ferrous ion enriched and CO₂ saturated solutions. **Corrosion Science**. (96): 42-51. doi: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2015.03.015>
- Chapter 4 - Drilling and Well Completions. (2016). In W. C. Lyons, G. J. Plisga, & M. D. Lorenz (Eds.), *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (Third Edition)* (pp. 4-1-4-584). Boston: Gulf Professional Publishing.
- Chen, C., Yan, X., Xu, Y., Yoza, B. A., Wang, X., Kou, Y., Li, Q. X. (2019). Activated petroleum waste sludge biochar for efficient catalytic ozonation of refinery wastewater. **Sci Total Environ**. (651(2)): 2631-2640. doi: 10.1016/j.scitotenv.2018.10.131

- Desai, M. N., Desai, M. B. (1984). Carbonyl compounds as corrosion inhibitors for mild steel in HCl solutions. **Corrosion Science**. (24(8)): 649-660. doi: [https://doi.org/10.1016/0010-938X\(84\)90056-8](https://doi.org/10.1016/0010-938X(84)90056-8)
- Devold, H. (2013). Oil and gas production handbook an introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry.
- El-Alem, A., Azmy, A., Hossam-Eldin, A. (2013). Design of a Cathodic Protection System to Prevent Corrosion of Metallic Structures using Hybrid Renewable Energy Sources.
- Fernandes, S., Correa, O., Ramanathan, L. (2008). Oxidation and Erosion-Oxidation Behavior of Steels. **Materials Research-ibero-american Journal of Materials - Mater Res-Ibero Am J Mater**. (11). doi:10.1590/S1516-14392008000100008
- Ghosh, J., Tick, G. R., Akyol, N. H., Zhang, Y. (2019). A pore-scale investigation of heavy crude oil trapping and removal during surfactant-enhanced remediation. **Journal of Contaminant Hydrology**.doi: 10.1016/j.jconhyd.2019.03.003
- Gou, W., Zhang, H., Li, H., Liu, F., Lian, J. (2018). Effects of silica sand on synergistic erosion caused by cavitation, abrasion, and corrosion. **Wear**. (412-413): 120-126. doi: <https://doi.org/10.1016/j.wear.2018.07.023>
- Guo, H. X., Lu, B. T., Luo, J. L. (2005). Interaction of mechanical and electrochemical factors in erosion–corrosion of carbon steel. **Electrochimica Acta**. (51(2)): 315-323. doi: <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2005.04.032>
- Guo, H. X., Lu, B. T., Luo, J. L. (2006). Study on passivation and erosion-enhanced corrosion resistance by Mott-Schottky analysis. **Electrochimica Acta**. (52(3)): 1108-1116. doi: <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2006.07.026>
- Guzmán, H. J., Isquierdo, F., Carbognani, L., Vitale, G., Scott, C. E., Pereira-Almao, P. (2017). X-ray Photoelectron Spectroscopy Analysis of Hydrotreated Athabasca Asphaltenes. **Energy & Fuels**. (31(10)): 10706-10717. doi: 10.1021/acs.energyfuels.7b01863
- Hamzah, R., Stephenson, D. J., Strutt, J. E. (1995). Erosion of material used in petroleum production. **Wear**.(186-187):493-496.doi: [https://doi.org/10.1016/0043-1648\(95\)07127-X](https://doi.org/10.1016/0043-1648(95)07127-X)
- Hashim, N. Z. N., Anouar, E. H., Kassim, K., Zaki, H. M., Alharthi, A. I., Embong, Z. (2019). XPS and DFT investigations of corrosion inhibition of substituted benzylidene Schiff bases on mild steel in hydrochloric acid. **Applied Surface Science**. (476): 861-877. doi: 10.1016/j.apsusc.2019.01.149

- Idczak, K., Idczak, R., Konieczny, R. (2016). An investigation of the corrosion of polycrystalline iron by XPS, TMS and CEMS. **Physica B: Condensed Matter**. (491): 37-45. doi: 10.1016/j.physb.2016.03.018
- Interfaces, P. C. E. (2019). Tafel Plot and Evans Diagram. Retrieved from <https://www.palmsens-corrosion.com/knowledgebase/tafel-plot-and-evans-diagram/>
- International, N. (2015). Petroleum, petrochemical, and natural gas industries Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production. Retrieved from Switzerland:
- Islam, M. A. (2013). The synergistic effect between erosion and corrosion of API pipeline in CO₂ and saline medium. **Tribology International**. (68): 26-34. doi: 10.1016/j.triboint.2012.10.026
- Islam, M. A., Farhat, Z. (2017). Erosion-corrosion mechanism and comparison of erosion-corrosion performance of API steels. **Wear**. (376-377): 533-541. doi: <https://doi.org/10.1016/j.wear.2016.12.058>
- Islam, M. A., Farhat, Z. N. (2013). The synergistic effect between erosion and corrosion of API pipeline in CO₂ and saline medium. **Tribology International**. (68): 26-34. doi: <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2012.10.026>
- Jahn, F., Cook, M., Graham, M. (2008). Hydrocarbon Exploration and Production (Vol. 55).
- Johnson, D. C., Shamamian, V. A., Callahan, J. H., Denes, F. S., Manolache, S. O., Dandy, D. S. (2003). Treatment of Methyl tert-Butyl Ether Contaminated Water Using a Dense Medium Plasma Reactor: A Mechanistic and Kinetic Investigation. **Environmental Science & Technology**. 37(20): 4804-4810. doi:10.1021/es0263487
- Laleh, M., Hughes, A. E., Xu, W., Gibson, I., & Tan, M. Y. (2019). Unexpected erosion-corrosion behaviour of 316L stainless steel produced by selective laser melting. **Corrosion Science**. (155): 67-74. doi: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.04.028>
- Li, C., Wang, J., Sui, L., Cui, M., Deng, W. (2013). Study on XPS of Venezuela heavy oil asphaltene (Vol. 29).
- Li, L., Li, C.-Q., Mahmoodian, M., Wasim, M. (2018). Preferred corrosion and its effect on delamination of steel. **Construction and Building Materials**. (193): 576-588. doi: <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2018.10.217>

- Lindgren, M., Siljander, S., Suihkonen, R., Pohjanne, P., Vuorinen, J. (2016). Erosion–corrosion resistance of various stainless-steel grades in high-temperature sulfuric acid solution. **Wear** (364-365): 10-21. doi: <https://doi.org/10.1016/j.wear.2016.06.007>
- Logofatu, C., Negrița, C. C., Ghita, R. V., Ungureanu, F., Cotirlan, C., Manea, C. G. A. S., Lazarescu, M. F. (2011). Study of SiO₂/Si Interface by Surface Techniques.
- López, D. A., Pérez, T., Simison, S. N. (2003). The influence of microstructure and chemical composition of carbon and low alloy steels in CO₂ corrosion. A state-of-the-art appraisal. **Materials & Design**. 24(8): 561-575. doi: [https://doi.org/10.1016/S0261-3069\(03\)001584](https://doi.org/10.1016/S0261-3069(03)001584)
- Lundqvist, M. (2020). INTRODUCTION Although the first image that most people have of oil and natural gas development is a drilling rig, the actual process includes many additional. Retrieved from <https://slideplayer.com/slide/17232802>
- Madsen, B. W. (1988). Measurement of erosion-corrosion synergism with a slurry wear test apparatus. **Wear**. 123(2): 127-142. doi: [https://doi.org/10.1016/0043-1648\(88\)90095-6](https://doi.org/10.1016/0043-1648(88)90095-6)
- McCafferty, E. (2010). Introduction to Corrosion Science.
- Medvedovski, E. (2015). Formation of Corrosion-Resistant Thermal Diffusion Boride Coatings. **Advanced Engineering Materials**. 18(1). doi: <https://doi.org/10.1002/adem.201500102>
- Mohammadi, M., Mohammadi, f. (2016). Parametric study on electrical conductivity of crude oils; basis experimental data (Vol. 58).
- Nam, N. D., Hien, P. V., Hoai, N. T., Thu, V. T. H. (2018). A study on the mixed corrosion inhibitor with a dominant cathodic inhibitor for mild steel in aqueous chloride solution. **Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers**. (91): 556-569. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2018.06.007>
- Negm, N., Yousef, M., Tawfik, S. (2013). Impact of Synthesized and Natural Compounds in Corrosion Inhibition of Carbon Steel and Aluminium in Acidic Media. **Recent Patents on Corrosion Science**. (3(1)): 58-68. doi:10.2174/2210683911303010007
- Nourani, M., Sajadifar, S. V., Ketabchi, M., S. Milani, A., Yannacopoulos, S. (2012). On the Microstructural Evolution of 4130 Steel During Hot Compression (Vol. 5).
- PETROBLOGWEB. (2020). Types of sand production. Retrieved from <https://petroblogweb.wordpress.com/2016/08/17/types-of-sand-production/>
- Priscilla G. McLeroy, G. I. A. a. O. S. A. C. (2562). petroleum. Retrieved from <https://www.britannica.com/science/petroleum>

- Ralkhal, S., Shahrabi, T., Ramezanzadeh, B., Bahlakeh, G. (2019). A combined electrochemical, molecular dynamics, quantum mechanics and XPS analysis of the mild steel surface protected by a complex film composed of neodymium (III) and benzimidazole. **Applied Surface Science**. (464): 178-194. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2018.09.064>
- Ralston, K. D., Birbilis, N. (2010). Effect of Grain Size on Corrosion: A Review. **Corrosion**. 66(7): 075005-075013. doi:10.5006/1.3462912
- Sanni, S. E., Adefila, S. S., Anozie, A. N. (2019). Prediction of sand kinematic pressure and fluid-particle interaction coefficient as means of preventing sand-induced corrosion in crude oil pipelines. **Ain Shams Engineering Journal**. (10(1)): 55-62. doi: <https://doi.org/10.1016/j.asej.2018.02.007>
- Settakul, N. (2009). Fang Oilfield Development. **Walailak Journal of Science and Technology** (6). doi:10.2004/wjst.v6i1.69
- Stack, M. M., Abd El-Badia, T. M. (2008). Some comments on mapping the combined effects of slurry concentration, impact velocity and electrochemical potential on the erosion–corrosion of WC/Co–Cr coatings. **Wear**. (264(9)): 826-837. doi: <https://doi.org/10.1016/j.wear.2007.02.025>
- Sui, G., Jana, S., Salehi-khojin, A., Neema, S., Zhong, W.-H., Chen, H., Huo, Q. (2007). Preparation and Properties of Natural Sand Particles Reinforced Epoxy Composites. **Macromolecular Materials and Engineering**. (292(4)): 467-473. doi:10.1002/mame.200600479
- Sun, H., Shi, B., Lytle, D., Bai, Y., Wang, D. (2014). Formation and release behavior of iron corrosion products under the influence of bacterial communities in a simulated water distribution system (Vol. 16).
- Tait, W. S. (2018). Chapter 27 - Controlling Corrosion of Chemical Processing Equipment. In M. Kutz (Ed.), *Handbook of Environmental Degradation of Materials (Third Edition)* (pp. 583-600): William Andrew Publishing.
- Tang, X., Xu, L. Y., Cheng, Y. F. (2008). Electrochemical corrosion behavior of X-65 steel in the simulated oil–sand slurry. II: Synergism of erosion and corrosion. **Corrosion Science**. (50(5)): 1469-1474. doi: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2008.01.019>
- Telfer, C. G., Stack, M. M., Jana, B. D. (2012). Particle concentration and size effects on the erosion-corrosion of pure metals in aqueous slurries. **Tribology International**. (53): 35-44. doi: <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2012.04.010>

- Tian, B. R., Cheng, Y. F. (2008). Electrochemical corrosion behavior of X-65 steel in the simulated oil sand slurry. I: Effects of hydrodynamic condition. **Corrosion Science**. 50(3): 773-779. doi: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2007.11.008>
- Toloei, A., Stoilov, V., Northwood, D. (2013). The Relationship Between Surface Roughness and Corrosion (Vol. 2).
- Ulgut, B., Suzer, S. (2003). XPS studies of SiO₂/Si system under external bias. **Journal of Physical Chemistry B - J Phys Chem B**. (107): 2939-2943. doi:10.1021/jp022003z
- Varco, N. O. (2014). Fishing tools. Retrieved from <https://apps.nov.com> › GetDocument › Fishing tool
- Wongpanya, P., Saramas, Y., Chumkratoke, C., & Wannakomol, A. (2020). Erosion–corrosion behaviors of 1045 and J55 steels in crude oil. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. 106965. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106965>
- Yamashita, T., Hayes, P. (2008). Analysis of XPS spectra of Fe²⁺ and Fe³⁺ ions in oxide materials. **Applied Surface Science**. (254(8)): 2441-2449. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2007.09.063>
- Zeng, L., Guo, X. P., Zhang, G. A. (2017). Inhibition of the erosion-corrosion of a 90° low alloy steel bend. **Journal of Alloys and Compounds**. (724): 827-840. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2017.07.083>
- Zhong, X., Lu, W., Yang, H., Liu, M., Zhang, Y., Liu, H., . . . Zeng, D. (2019). Oxygen corrosion of N80 steel under laboratory conditions simulating high pressure air injection: Analysis of corrosion products. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. (172): 162-170. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.058>



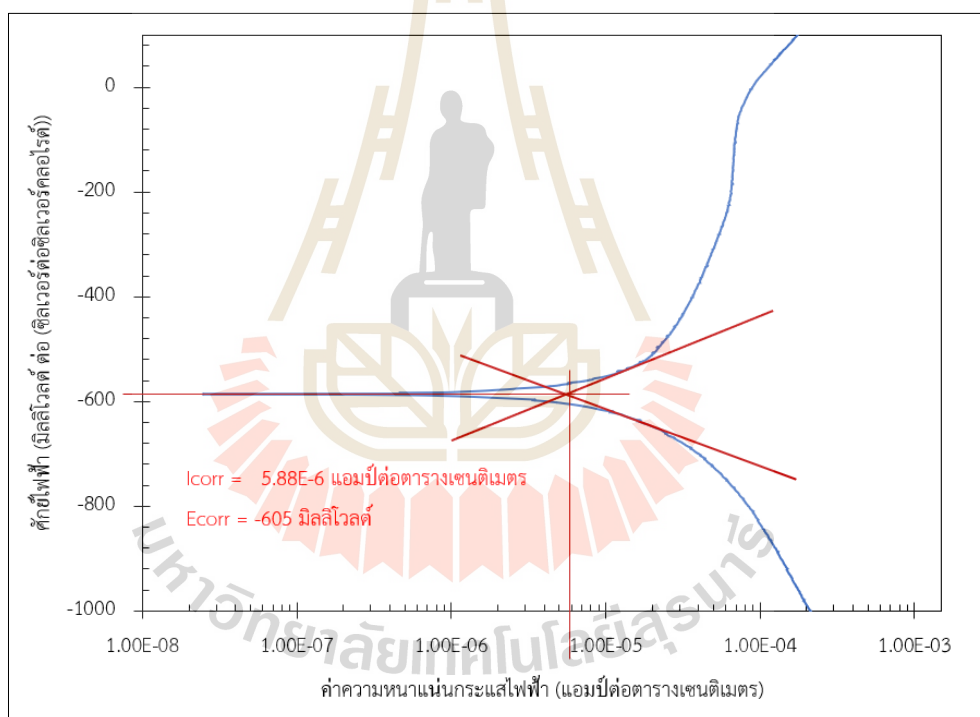
ภาคผนวก ก

ตัวอย่างการหาค่าศักย์ไฟฟ้าการกั้ดกร่อน
และความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกั้ดกร่อน
เพื่อใช้ในการคำนวณอัตราการกั้ดกร่อน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

การหาค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อนและความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อนของชิ้นงาน เหล็กกล้า AISI 1045 และ J55

ค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อนและค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อนของชิ้นงานหลังการทดสอบการกัดกร่อนหาได้จากการใช้โปรแกรมลิเนียร์รีเกรสชัน (Linear regression program) ที่อยู่ในเครื่อง AUTOLAB PGSTAT 320H ซึ่งมีวิธีการหาโดยกำหนดตำแหน่ง 2 จุดบนเส้นโค้งโพลาไรเซชันแล้วใช้คำสั่งลิเนียร์รีเกรสชัน โปรแกรมจะทำการคำนวณเส้นตรงระหว่างจุด 2 จุดที่กำหนดไว้ดังรูปที่ ก.1 ซึ่งแสดงจุดตัดระหว่างเส้นความชันของเส้นกราฟช่วงที่เกิดปฏิกิริยาแอโนดและเส้นความชันของเส้นกราฟช่วงที่เกิดปฏิกิริยาแคโทด โดยที่จุดตัดนี้จะสามารถหาค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อนและค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อนได้



ก.1 วิธีหาค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อนและค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อนจากเส้นโพลาไรเซชัน

การคำนวณอัตราการกัดกร่อนของชิ้นงานเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55

อัตราการกัดกร่อนสามารถหาได้จากการนำค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อนที่อ่านได้จากเส้นโพลาริเซชัน ความหนาแน่นของโลหะ และน้ำหนักสมมูลของโลหะ แทนลงในสมการที่ ก.1 โดยค่าอัตราการกัดกร่อนที่คำนวณได้จะแสดงผลในหน่วยมิลลิเมตรต่อปี

$$CR_{\left(\frac{mm}{year}\right)} = \frac{0.00327 \times i_{corr} \times EW}{\rho} \quad \text{ก.1}$$

เมื่อ

- $CR_{(mm/year)}$ คือ อัตราการเกิดการกัดกร่อน (มิลลิเมตรต่อปี)
- i_{corr} คือ ค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้าการกัดกร่อน (ไมโครแอมป์ต่อตารางเซนติเมตร)
- EW คือ น้ำหนักสมมูลของโลหะ (มีค่า 28.32)
- ρ คือ ความหนาแน่นของโลหะ (กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร) ในเหล็กกล้า AISI 1045 เท่ากับ 7.807 กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร และเหล็กที่จากลานกระบือ เท่ากับ 7.814 กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร



ภาคผนวก ข

ข้อมูลที่ได้จากการวัดเส้นโพลาริเซชันที่ทำการทดสอบจาก
เครื่องโพเทนชิโอสแตทและจากการวัดมวลสูญเสียจากเครื่องชั่งน้ำหนัก

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข.1 ข้อมูลดิบที่ได้จากการวัดเส้นโพลาริเซชันจากการทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w)

ตารางที่ ข.1 ค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อนของชิ้นงานทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w)

ชิ้นงาน	ครั้งที่		ค่าเฉลี่ย	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน
	1	2		
C_{0_1045}	-605	-595	-512.5	7.07
C_{0_J55}	-637	-630	-613.5	4.95
$C_{w_1045_500}$	-839	-848	-809.5	6.36
$C_{w_1045_1000}$	-850	-859	-935	6.36
$C_{w_1045_2000}$	-836	-822	-798	9.90
$C_{w_J55_500}$	-688	-696	-759	5.66
$C_{w_J55_1000}$	-736	-724	-768	8.49
$C_{w_J55_2000}$	-796	-810	-803	9.90



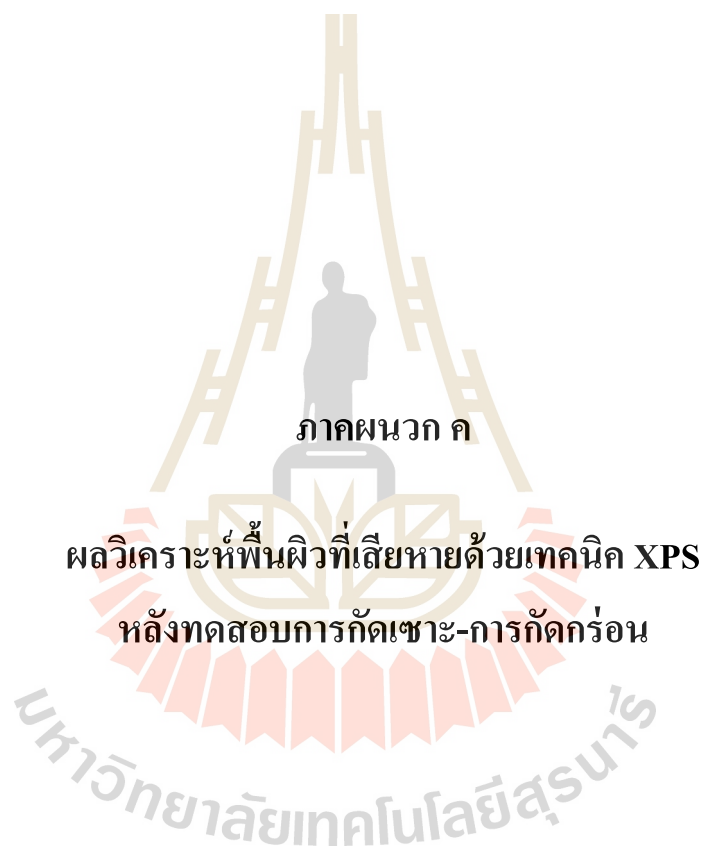
ตารางที่ ข.2 ค่าอัตราการกัดกร่อนของชิ้นงานทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w)

ชิ้นงาน	ครั้งที่		ค่าเฉลี่ย	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน
	1	2		
C_0_{1045}	0.0697	0.0237	0.0467	0.03253
C_0_{J55}	0.0295	0.0652	0.0473	0.02524
$C_w_{1045_500}$	0.0816	0.0474	0.0645	0.02418
$C_w_{1045_1000}$	0.0763	0.0949	0.0856	0.01315
$C_w_{1045_2000}$	0.0803	0.0474	0.0639	0.02326
$C_w_{J55_500}$	0.0788	0.1067	0.0927	0.01973
$C_w_{J55_1000}$	0.0725	0.0830	0.0777	0.00742
$C_w_{J55_2000}$	0.0745	0.0889	0.0817	0.01018

ข.2 ข้อมูลดิบที่ได้จากการชั่งมวลสูญเสียของชิ้นงานที่ผ่านการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T)

ตารางที่ ข.3 ค่ามวลสูญเสียของชิ้นงานที่ผ่านการทดสอบอัตราการกัดเซาะที่ปราศจากการกัดกร่อน (Pure erosion rate, E_0) และผลรวมของการกัดเซาะ-การกัดกร่อน (Total erosion-corrosion, T)

ชิ้นงาน	ครั้งที่			ค่าเฉลี่ย	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน
	1	2	3		
$E_{0_1045_500}$	0.12	0.11	0.13	0.12	0.01
$E_{0_1045_1000}$	0.13	0.13	0.13	0.13	0.00
$E_{0_1045_2000}$	0.40	0.38	0.36	0.38	0.02
$E_{0_J55_500}$	0.08	0.08	0.08	0.08	0.00
$E_{0_J55_1000}$	0.12	0.14	0.13	0.13	0.01
$E_{0_J55_2000}$	0.24	0.26	0.25	0.25	0.01
T_{1045_500}	0.20	0.20	0.20	0.20	0.00
T_{1045_1000}	0.22	0.21	0.23	0.22	0.01
T_{1045_2000}	0.50	0.48	0.46	0.48	0.02
T_{J55_500}	0.15	0.14	0.16	0.15	0.01
T_{J55_1000}	0.23	0.21	0.22	0.21	0.01
T_{J55_2000}	0.34	0.34	0.34	0.34	0.00



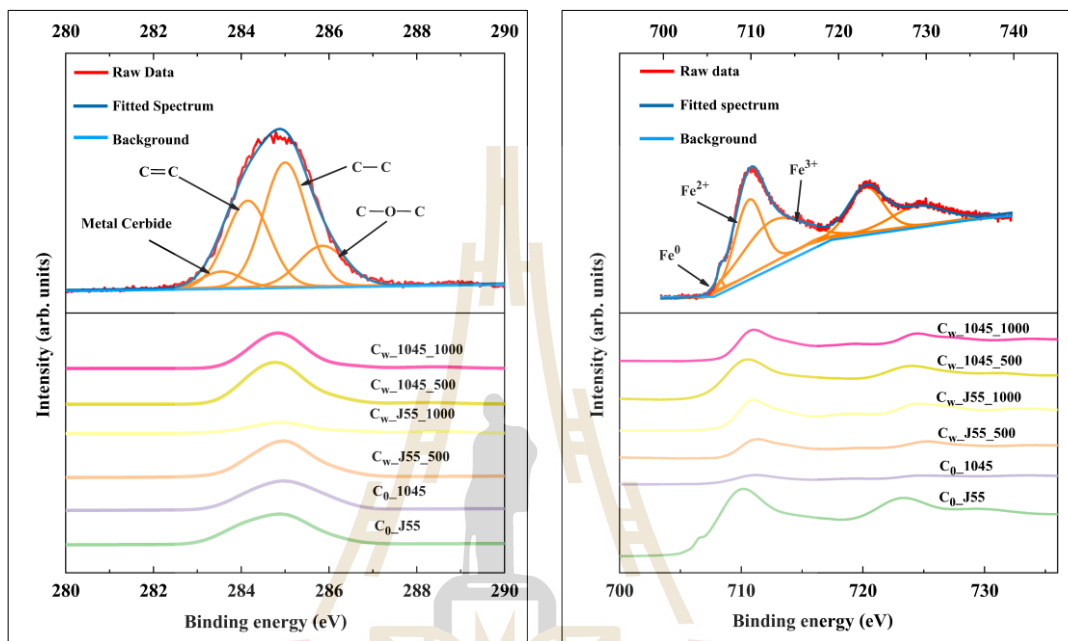
ภาคผนวก ค

ผลวิเคราะห์พื้นผิวที่เสียหายด้วยเทคนิค XPS

หลังทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค.1 จากผลการตรวจสอบองค์ประกอบบนพื้นผิวชิ้นงานหลังทดสอบด้วยเทคนิค XPS ดังแสดงในรูป ค.1 ที่แสดงผลการจำแนกจุดสูงสุดของกราฟ (XPS-fitted curve) ของ $C1s$ $Fe2p$ และเส้นสเปกตรัมของชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w)



$C1s$

$Fe2p$

ค.1 การจำแนกจุดสูงสุดของกราฟ (XPS-fitted curve) ของ $C1s$ $Fe2p$ และเส้นสเปกตรัมของชิ้นงานหลังทดสอบอัตราการกัดกร่อนที่ปราศจากการกัดเซาะ (Pure corrosion rate, C_0) และองค์ประกอบการกัดกร่อนรวม (Total corrosion components, C_w)



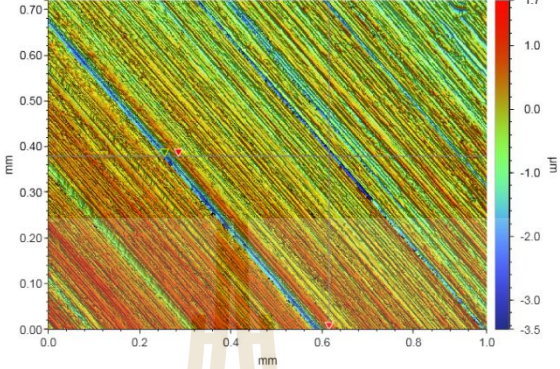
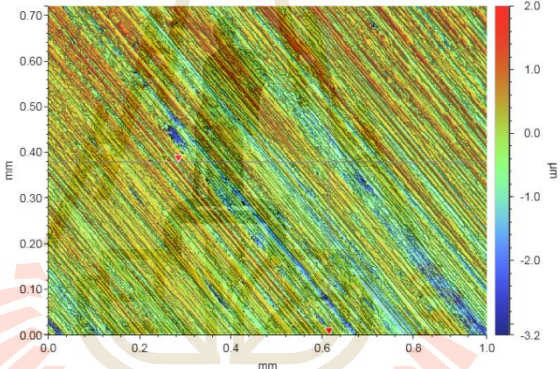
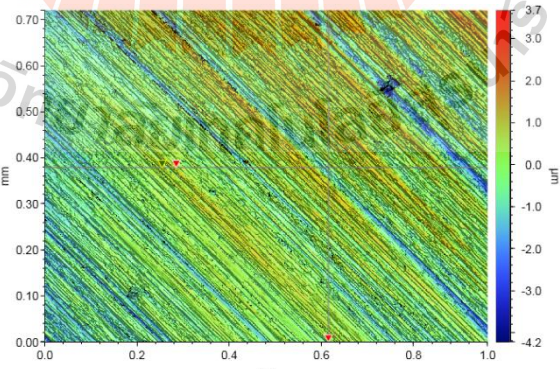
ภาคผนวก ง

ผลวิเคราะห์ความหยาบผิวของชิ้นงานเหล็กกล้า AISI 1045 และ J55 ก่อน

ทดสอบการกัดเซาะ-การกัดกร่อน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ง.1 ค่าความหยาบผิวของชิ้นงานก่อนทดสอบเมื่อขัดด้วยกระดาษทรายเบอร์ 100-180

ชิ้นงาน	ครั้งที่	ภาพลักษณะพื้นผิว	ค่าความหยาบผิว (ไมโครเมตร)
เหล็กกล้า AISI 1045	1		0.341
	2		0.376
	3		0.489
เฉลี่ย			0.402

J55	1		0.493
	2		0.401
	3		0.504
เฉลี่ย			0.466



ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายชื่อบทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

P. Wongpanya, Y. Saramas, C. Chumkratoke, A. Wannakomol, **Erosion-corrosion behaviors of - 1045 and J55 steels in crude oil.** Journal of Petroleum science and Engineering, Vol. 189 No. 6 June pp. 1-14.

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106965>





Contents lists available at ScienceDirect

Journal of Petroleum Science and Engineering

journal homepage: <http://www.elsevier.com/locate/petrol>



Erosion–corrosion behaviors of 1045 and J55 steels in crude oil

Pornwasa Wongpanya^{a,*}, Yotakarn Saramas^a, Chatetha Chumkratoke^b, Akkhapun Wannakomol^b

^a School of Metallurgical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, 30000, Thailand

^b School of Geotechnology, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, 30000, Thailand

ARTICLE INFO

Keywords:
Erosion-corrosion
Penetration
Crude oil
Carbon steel
ICP-OES
XPS

ABSTRACT

The erosion-corrosion behaviors of 1045 and J55 steels in crude oil with a variation in sand sizes between 500 and 2000 μm were studied using the impingement jet system incorporated with an electrochemical measurement and were characterized with a scanning electron microscope (SEM), X-ray photoelectron spectroscopy (XPS), and an inductively couple plasma-optical emission spectrometer (ICP-OES). All the erosion-corrosion results agreed well with the ICP-OES measurement that the released iron ions increase with the high wastage of steels, particularly for the 1045 steel, which showed a greater number of released iron ions and a higher penetration rate than the J55 steel. The degree of synergism between the erosion and corrosion drastically changed with the impingement sand size and the microstructure of the steels. The XPS results showed a notable correlation between the erosion-corrosion behaviors and the compounds generated after the wastage of the specimens. A high atomic percentage (at%) of SiO_2 and the high amount of $\text{C}-\text{O}-\text{C} + \text{C}=\text{O}$ were found on the highly degraded-surface. Classification of the degradation mode was made distinct by considering the $\text{Fe(II)}/\text{Fe(III)}$ atomic ratio. A high ratio of the $\text{Fe(II)}/\text{Fe(III)}$ compounds represents better pure erosion resistance, whereas a low ratio demonstrates better pure corrosion resistance and total corrosion component resistance.

1. Introduction

The refining of crude oil produces various petroleum products (An et al., 2019) such as gasoline, diesel, and fuel (Shamseddini et al., 2019) and materials used in the polymer, cosmetics, and pharmaceutical industries (Jones and Treese, 2006). The crude oil production process is a vital first step to obtaining good-quality crude oil that reduces production costs in subsequent steps, particularly in the refining process. Throughout the crude oil production process, the tubing (Devold, 2007, 2013) is exposed to crude oil that is contaminated with water (H_2O), hydrogen sulfide (H_2S), carbon dioxide (CO_2), sodium chloride (NaCl), potassium hydroxide (KOH) and to solid particles such as sand, mud, and clay (Aurepatipan et al., 2018; Ghosh et al., 2019). Subsequent damage to the tubing is caused by the synergy between erosion and corrosion (Hamzah et al., 1995; Yang and Cheng, 2012). Erosion is caused by the flow of suspended particles in the crude oil and corrosion is caused by electrochemical reactions, causing loss of electrons and mass loss (Guo et al., 2005), both of which result in the degradation of the tubing. This damage significantly affects the production efficiency, cost of business operations, and the environment in that area (Ghosh

et al., 2019; Kadhun et al., 2019; Zeng et al., 2017) because tubing parts cannot be changed until severe damage is observed.

Carbon steels, especially J55 whose carbon content varies across a wide range (López et al., 2003) and AISI 1045 (1045), are widely used in the oil production process, especially in casing and tubing, not only because of their high strength properties but also because of their low price (economic efficiency). Researchers have extensively studied (Guo et al., 2005; Li et al., 2019a) the erosion-corrosion behaviors of J55 and 1045 in oil sand reservoirs and in Na_2SO_4 solution/silica sand slurries with a rotating cylindrical electrode system. The degradation of J55 in the oil sand reservoir was from the high content of bicarbonate (HCO_3^-) in the environment, leading to the formation of H^+ ; subsequently, the corrosion process increased. The wastage of 1045 in Na_2SO_4 solution was mainly from corrosion-enhanced erosion. In addition, numerous researchers (Guo et al., 2006; Islam and Farhat, 2013; Madsen, 1988; Nguyen et al., 2016; Stack and Abd El-Badia, 2008; Tang et al., 2008; Tian and Cheng, 2008; Yang and Cheng, 2012) have investigated erosion-corrosion damage to carbon steels such as J55, X65, X70, AISI 1018, and 1045 using mass loss measurements, electrochemical measurements, impingement jet systems, and wet erosion test rigs. These

* Corresponding author.

E-mail address: pornwasa@sut.ac.th (P. Wongpanya).

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106965>

Received 23 September 2019; Received in revised form 23 December 2019; Accepted 16 January 2020

Available online 23 January 2020

0920-4105/© 2020 Elsevier B.V. All rights reserved.

studies covered various metal parts, such as the tubing, casing, and pipe system exposed to an oil-sand slurry in the hydro-transport system, the oil itself, and the gas that erosion-corrosion damage caused by using a simulated oil-sand slurry and saline solution. Such studies focused on parameters such as the solution velocity, impact angle of the solid suspended particles, additive concentration, and sand concentration without assessing the effect of the sand size, which is an important parameter influencing the wastage of piping and casing materials, especially J55 and 1045, in crude oil wells. Additionally, there is no report on the corrosion products formed on steel surfaces after the degradation caused by the synergism between the erosion and corrosion. X-ray photoelectron spectroscopy (XPS) is used to characterize the local surfaces of metals, in particular for corrosion products and passive films (Fredriksson et al., 2012; Michelin et al., 2013; Tougaard, 2013). The results obtained from XPS analysis provide helpful information on the atomic and molecular structure of a material, such as the oxidation state of metals. Therefore, this technique was a useful tool for specifying the erosion-corrosion behaviors of 1045 and J55 steels in this study.

The goal of the current study was to clarify the effect of sand size on the erosion-corrosion behaviors of 1045 and J55 steels in crude oil by using an impingement jet system incorporated with electrochemical measurements and surface characterization. Elucidating the effect of the sand size combined with crude oil might improve our ability to predict the lifetime and performance of metal parts. The degraded surfaces of 1045 and J55 steels were investigated using a scanning electron microscope (SEM) and XPS. The amount of Fe dissolved in the crude oil as an indicator of erosion-corrosion was determined with an inductively coupled plasma-optical emission spectrometer (ICP-OES).

2. Experimental details

2.1. Materials, crude oil and sand

The two types of low-alloy steels used for the erosion-corrosion testing in this work were 1045 and J55 steels, and the nominal chemical compositions determined by optical emission spectroscopy (Spectrolab Model: M8, Type: LAVWA 18A) are shown in Table 1. All the specimens were cut into cylindrical shapes 6 mm thick and 20 mm in diameter. The specimens were then polished with silicon carbide paper with grit numbers up to 180 to prepare samples with an average surface roughness of 0.4 μm as determined with an optical profiler (Bruker Contour GT-K, United States). The average surface roughness was nearly equivalent to the surface roughness of pipelines and tubing in actual use through the honing process (National Oilwell Varco, 2014). The hardness of the specimens was investigated by the Rockwell hardness test method defined in ASTM E18, with a ball indenter of diameter 1/16 in., as shown in Table 1. Five indentations were conducted to obtain reliability and the average values for each specimen. Finally, each specimen was cleaned with ethanol and deionized water to remove the contamination before testing. The exposed area of each specimen for all the testing, including erosion where corrosion is a possible factor, pure erosion, pure corrosion, and synergistic component testing, was fixed to be 4.9382 cm^2 . Examination with an optical microscope (Olympus BX51M, Japan) revealed that the microstructures of the 1045 and J55 steels, as shown in Fig. 1(a) and Fig. 1(b), respectively, consisted of ferrite and pearlite. As illustrated in Fig. 1, the J55 steel had a finer microstructure than the 1045 steel, corresponding to the hardness value in Table 1. The J55 steel was formed using cold extrusion and surface honing (National Oilwell Varco, 2014; Sharma, 2017). Consequently,

Table 1
Chemical composition and hardness of the 1045 and J55 steels.

Steels	C	Si	Mn	P	S	Mo	Fe	HRB
1045	0.4700	0.2523	0.7168	0.0117	0.0033	0.0053	balance	92.73
J55	0.4696	0.3449	0.8764	0.0157	0.0298	0.0087	balance	96.80

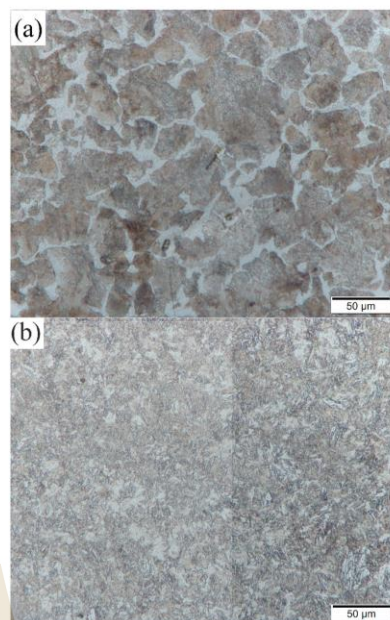


Fig. 1. Microstructure of (a) the 1045 steel and (b) the J55 steel.

the ferrite-pearlite structure of the J55 steel had a smaller grain size than the 1045 steel (Alam et al., 2015).

Crude oil from northern Thailand was used as the corrosive environment in this work. The vital physical properties of the crude oil, such as the pour point, pH, viscosity, specific gravity, and volumetric flow rate, were measured using a pour point test according to ASTM D97, a pH meter, a marsh funnel for the viscosity test according to ASTM D6910/D6910M, and a mud balance for measuring the specific gravity according to ASTM D4380, respectively, and the results are shown in Table 2. In all the experiments, the amount of the crude oil was set to be 150 mL with a controlled temperature of $50 \pm 0.50 \text{ }^\circ\text{C}$ (Vilcaez et al., 2018), which corresponds to the temperature of crude oil production, in particular for drilling and drawing oil through the pipe from the bottom

Table 2
Vital physical properties of crude oil measured according to the ASTM D97, ASTM D6910/D6910M, and ASTM D4380 standards.

Properties	Values
Pour point	36 $^\circ\text{C}$
pH	7.41 \pm 0.02
Viscosity	4.7 mPa·s
Specific gravity	0.86
Volumetric flow rate	3.81 $\times 10^{-4}$ m^3/s

to the top of the hole. The nominal compositions of the crude oil (in this study) in 100 wt% were carbon (C): 70.61, hydrogen (H, included water): 12.92 (calculation), nitrogen (N): 0.32, sulfur (S): 0.20, oxygen (O): 15.93 (calculation), and ash: 0.02. The C, H, and N were measured according to ASTM D5291-16 (LECO CHN628, United States), whereas the S and ash contents were determined according to ASTM D4294-16e1 (Oxford X-Supreme 8000, United Kingdom) and ASTM D482-13, respectively. The water was 16 vol% and was determined according to ASTM D95-13 (2018). The chemical composition of the crude oil in ppm was Ca^{2+} : 40.00, Na^+ : 28.00, K^+ : 6.00, and Cl^- : 16.00, according to UOP LLC. UOP389-04 (PerkinElmer Optima 7300DV, United States) for the Ca^{2+} , Na^+ , and K^+ , respectively, and according to the ASTM D6470-99 (R15) potentiometric method (Metrohm 785 DMP Tritino, United Kingdom) for the Cl^- . Less than 0.01 wt% of HCO_3^- was measured according to the water extraction-titration method.

The sand used in this work was from the area around the crude oil production well. The sieve analysis (ASTM E11) was used to determine the sand sizes to ensure the same size distribution in all the experiments. A sand sample of 3121.34 g was sieve analyzed, and the results are shown in Fig. 2. It was obvious that the sand size distribution was between medium and very coarse grains. Sand particles of 500, 1000, and 2000 μm were therefore used in this work. Moreover, the sand shape, evaluated using the SEM (JEOL JSM-6010LV, Japan), was a sub-rounded shape, according to ASTM F1632-03 (2010), as shown in Fig. 3. The components of the sand were determined with an X-ray diffractometer (Bruker D2 Phaser, United States), and its main component was quartz (SiO_2), as illustrated in Table 3. Ordinarily, erosion-corrosion mechanisms vary considerably at different impact angles together with the impingement force of particles on the steel surface, which affects both the horizontal and vertical components (Zhang et al., 2016; Yang and Cheng, 2012). Nevertheless, to simulate the collision angle according to the real environment, in which crude oil flows parallel to the surface of the specimen, an impact angle of 180° was used in this work (Devold, 2007).

2.2. Calculation and preparation of erosion-corrosion testing

In general, the total erosion-corrosion rate ($T, \frac{mm^3}{mm^2 \cdot yr}$) is composed of four main parts, including the pure erosion rate [the erosion rate in the absence of corrosion, ($E_0, \frac{mm^3}{mm^2 \cdot yr}$)], the pure corrosion rate [the corrosion rate in the absence of erosion, ($C_0, \frac{mm^3}{mm^2 \cdot yr}$)], and the synergistic components ($\Delta C_e + \Delta E_c, \frac{mm^3}{mm^2 \cdot yr}$), as in the following equations:

$$T = E_0 + C_0 + S \tag{1}$$

$$S = \Delta C_e + \Delta E_c \tag{2}$$

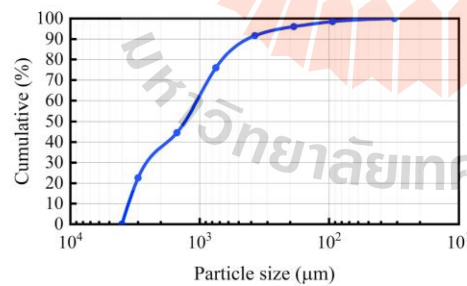


Fig. 2. Grain-size distribution curve for the sand used in this work.

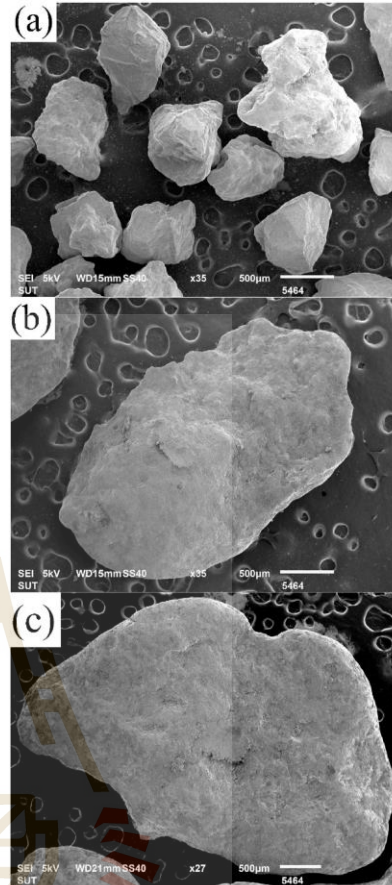


Fig. 3. SEM images of sand morphology at the sizes of (a) 500 μm , (b) 1000 μm , and (c) 2000 μm .

Table 3 Components of sand determined by X-ray diffraction (XRD) (Bruker, D2 Phaser, United States).

Composition	500 μm	1000 μm	2000 μm
Quartz	56.31	35.69	37.22
Kaolinite (BISH)	12.39	18.26	15.80
Illite	20.53	30.58	31.30
Chlorite IIb	2.40	3.67	4.91
Calcite	0.00	0.15	0.96
Feldspar	5.43	7.74	5.62
Montmorillonite	0.31	0.70	0.45
Hematite	0.73	1.32	1.83
Cobalt	0.29	0.41	0.52
Sodium	1.61	1.48	1.39

where S is the total synergism between the erosion and corrosion, ΔC_c is the change of the corrosion rate due to erosion and ΔE_c is the change in the erosion rate due to corrosion.

The total corrosion and erosion components, C_w and E_c , are defined as follows:

$$C_w = C_0 + \Delta C_c \quad (3)$$

$$E_c = E_0 + \Delta E_c \quad (4)$$

To achieve the entire material loss rate (the corrosion rate usually expressed as the penetration rate), which is called the penetration rate hereafter, the experimental procedures were divided into four parts. Pure erosion (E_0), pure corrosion (C_0), total corrosion component (C_w), and total erosion-corrosion (T) were determined by the impingement jet

system associated with the impressed-current cathodic protection (ICCP) system, potentiodynamic polarization measurement without and with sand-mixed in the crude oil, and the impingement jet system without the ICCP system, respectively. The details of each experiment are explained below.

2.2.1. Pure erosion

The impingement jet system based on the design by Zu et al. (1990) was adjusted and applied to both the pure erosion testing and the total erosion-corrosion testing, as illustrated in Fig. 4(a). The main components of the system were a tank (which acts as a reservoir), a high-pressure pump, a valve, and a specimen holder. The high-pressure pump sucked the crude oil from the reservoir tank through the pipe and valve system, which was used to maintain the flow velocity of the crude oil at 1.4 m/s, which corresponds to the regular flow velocity in a

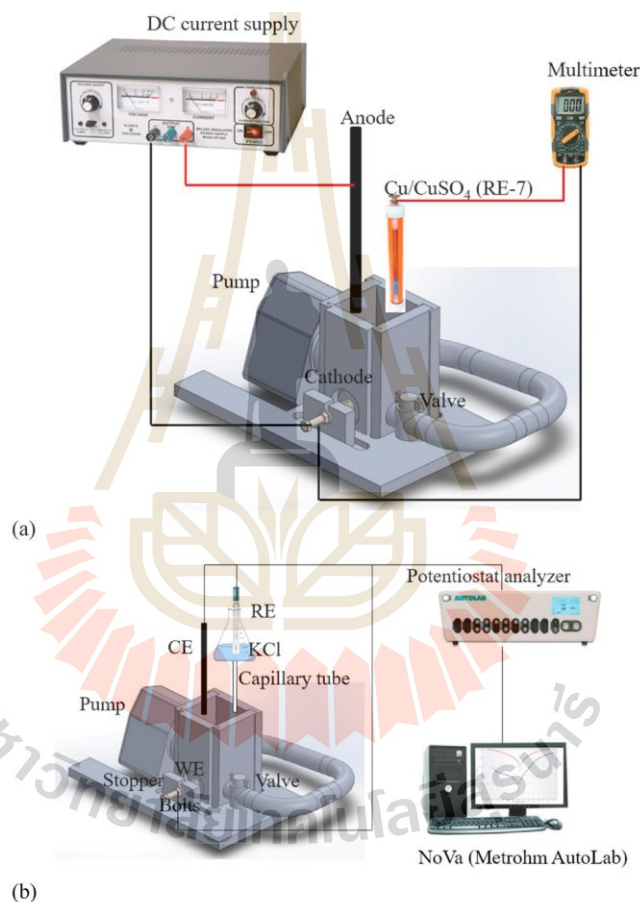


Fig. 4. Schematic of the impingement jet system for (a) pure erosion testing with an externally impressed-current cathodic protection system and total erosion-corrosion testing without the ICCP system and (b) pure corrosion testing and total corrosion component testing in the synergism between erosion and corrosion with a standard three-electrode system, i.e., a reference electrode, counter electrode, and working electrode for measuring the electrode potentials and currents.

realistic case. After that, the crude oil flowed parallel to the surfaces of the specimens (Devold, 2007). The controlled flow velocity and impact angle of the crude oil corresponded to the flow characteristics of crude oil passing through a pipe surface (Devold, 2013). The ICCP system was applied to the impingement jet system for erosion testing in the absence of corrosion (to avoid corrosion of the specimen from the crude oil). An external direct current power source was used to deliver controlled amounts of current to the surfaces of the specimens (cathode) in the crude oil with the aid of an inert anode (graphite was used as an inert anode). In this work, the minimum current needed to cathodically protect the specimen was determined from the polarization curve of the 1045 steel in the crude oil, in particular at the anodic and cathodic interaction zone (the active region in the polarization curve according to the ASTM G3-14 standard). We found that the corrosion potential (E_{corr}) was -605 and -637 mV for the 1045 and J55 steels, respectively (as shown in Table 4), with respect to the Ag/AgCl electrode. Therefore, a cathodic current was applied to this system by shifting the potential in the negative direction below the E_{corr} value to at least 300 mV (Cicek, 2013). Finally, the externally applied current was sufficient to shift the potential to -1000 mV compared to the saturated copper/copper sulfate (CSE, Cu/CuSO₄) reference electrode that was used in the external ICCP system, as shown in Fig. 4(a). Each specimen was weighed with a digital balance (Mettler Toledo Balance XPR105, Switzerland) up to five decimal places before and after the pure erosion testing.

The obtained mass loss was used to calculate E_o according to the ASTM G119-09 standard as follows:

$$E_o = \left[\frac{\text{mass loss, g}}{\text{exposed area of specimen, mm}^2 \times \text{density, } \left(\frac{\text{g}}{\text{mm}^3}\right) \times \text{time, h}} \right] \times 24 \frac{\text{h}}{\text{day}} \times 365 \frac{\text{day}}{\text{year}} \quad (5)$$

To find the proper operating conditions in terms of applied sand concentration and applied time, preliminary experiments of the total erosion-corrosion testing were performed. First, the erosion tests were conducted in crude oil mixed with a sand size of 1000 μm at various sand concentrations from 80 to 160 kg/m^3 at the constant time of 240 min and a constant crude oil flow velocity of 1.4 m/s. According to the sand size distribution in Fig. 2, the sand size of 1000 μm was in the middle range of the sampled sands; therefore, this size was used as the impingement particles to approach suitable momentum in the primary experiments. As illustrated in Fig. 5(a), the mass loss gradually increased and reached a maximum value of 0.38 mg at the sand concentration of 120 kg/m^3 (18 g/150 mL); after that, it immediately decreased to 0.18 mg at 140 kg/m^3 and to 0.11 mg at 160 kg/m^3 . This was because the amount of sand was excessively high for the crude oil flow velocity to transport the sand to impinge on the steel surface; subsequently, the kinetic energy of the impact of the high concentration of sand was quite low (Lynn et al., 1991). Therefore, the mass loss significantly decreased.

Table 4
Obtained results from the polarization curves under the pure corrosion testing and the total corrosion component testing.

Specimens	E_{corr} (-mV)	i_{corr} ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$)	β_a (mV/ decade)	β_c (mV/ decade)	R_p ($\Omega \text{ cm}^2$)
C _o _1045	605	5.88	140.660	177.760	1320.15
C _o _J55	637	2.49	139.360	138.470	2757.48
C _w _1045_500	839	6.88	127.810	122.880	900.00
C _w _1045_1000	850	6.43	145.870	178.670	1234.63
C _w _1045_2000	836	6.77	153.480	162.590	1152.84
C _w _J55_500	688	6.65	178.580	190.630	1370.65
C _w _J55_1000	736	6.12	124.930	135.940	1051.56
C _w _J55_2000	796	6.29	168.560	192.950	1413.92

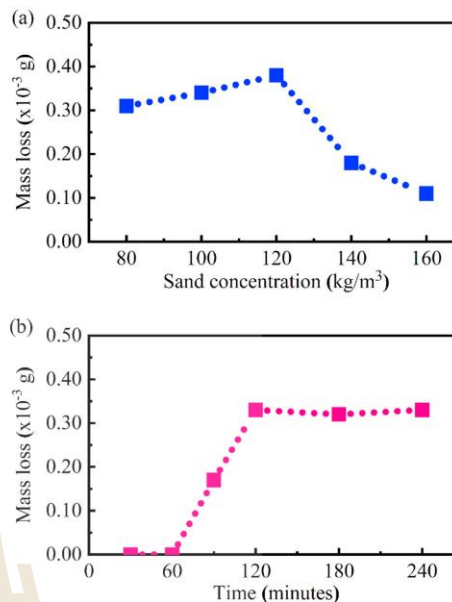


Fig. 5. Mass loss of the 1045 steel in crude oil mixed with sand size of 1000 μm for pure erosion testing (a) as a function of sand concentration and (b) as a function of time.

Finally, the degradation of the steel surface (mass loss) in the crude oil mixed with the high sand concentration was low. The applied maximum sand concentration was therefore 120 kg/m^3 (18 g/150 mL) for subsequent experiments. The total erosion-corrosion tests were run again with the same conditions: crude oil flow velocity of 1.4 m/s, sand size of 1000 μm , and sand concentration of 120 kg/m^3 (fresh sand for each test). This time, however, the erosion times were varied between 30 and 240 min. It was obvious that the mass loss continuously increased with increasing erosion time and reached the highest mass loss of 0.34 mg at 120 min; after that, the mass loss was nearly constant at 180 and 240 min, as shown in Fig. 5(b). This might be because the sharp edges of the sand particles were degraded owing to the long experimental times, consequently reducing the eroding ability of the sands (Zhang et al., 2016; Islam and Farhat, 2013). As discussed above, the applied maximum time and the maximum sand concentration were 120 min (2 h) and 120 kg/m^3 (18 g/150 mL), respectively, values that were applied for the later experiments. These sand concentrations and the applied maximum time were in nearly the same range as in other works (Gou et al., 2018; Ji et al., 2016; Sanni et al., 2019; Zhang et al., 2016).

2.2.2. Pure corrosion

An Autolab potentiostat PGSTAT 128N (Metrohm AG, Switzerland) is a three-electrode cell with a graphite counter electrode (CE), a silver-to-silver chloride (Ag/AgCl) electrode as the reference electrode (RE), and a working electrode (WE). The 1045 and J55 specimens were used as the working electrodes for the pure corrosion testing (without sand) and the total corrosion component testing for the synergism between the erosion and corrosion (with sand). The impingement jet system for pure corrosion testing and total corrosion component testing is shown in Fig. 4(b). The polarization curves were obtained at the potentials from

–1200 mV to 400 mV (with respect to the Ag/AgCl electrode) at a scan rate of 1.0 mV/s with an exposed area of 4.9382 cm² in the crude oil. From the obtained polarization curves, important corrosion parameters, such as the corrosion potential (E_{corr}), corrosion current density (i_{corr}), polarization resistance (R_p), and anodic and cathodic Tafel constants (β_a and β_c , respectively), were determined. The i_{corr} value was used to calculate the C_w according to Faraday's law, the Tafel extrapolation technique, and ASTM G102-89, as shown in Equation (6).

$$C_w = \frac{0.00327 \times EW \times i_{\text{corr}}}{\rho} \quad (6)$$

where i_{corr} is the corrosion current density ($\mu\text{A}/\text{cm}^2$), EW is the equivalent weight (28.32) according to ASTM G102-89 (2015), and ρ is the density (g/cm^3); for example, the 1045 steel's density is 7.807 g/cm^3 and the J55 steel's density is 7.814 g/cm^3 . The densities of the 1045 and J55 steels were measured with a density meter (Radwag AS220 R2+Density Kit, Poland).

2.2.3. Total corrosion component

The total corrosion component in the synergism between erosion and corrosion on the 1045 and J55 steels in the crude oil mixed with the different sand sizes, i.e., 500, 1000, and 2000 μm , was determined using the impingement jet system. In this case, the erosion specimen was used as the working electrode in the three-electrode system using the Autolab potentiostat PGSTAT 128N (Metrohm AG, Switzerland) without the ICCP system, as illustrated in Fig. 4(b). Electrochemical measurements were conducted at potentials from –1300 mV to 400 mV at the same scan rate as applied for the pure corrosion test in 150 mL of the crude oil mixed with 18 g of sand. The obtained results for the potentiodynamic polarization curves, as in ASTM G3-14, were interpreted in terms of the E_{corr} , i_{corr} , R_p , β_a , and β_c values. After that, the C_w was calculated by replacing the obtained i_{corr} in Equation (6) with the same calculation for the pure corrosion.

2.2.4. Total erosion-corrosion

An erosion test similar to the pure erosion test described in Section 2.2.1 was run, but in this case the ICCP system was not applied. Subsequently, the T value was calculated by replacing the mass loss obtained from these measurements into Equation (5). After that, ΔC_w and ΔE_c were calculated according to Equations (1)–(4).

2.3. Code names of specimens

The code names of all the specimens in the different tests are as follows. For example, C_0 1045 and C_0 J55 denote that pure corrosion testing was applied to the 1045 and J55 steels. In the case of various sand sizes from 500 μm to 2000 μm applied under the pure erosion testing and total corrosion component testing, E_0 steel_sand size and C_w steel_sand size, respectively, were used. For example, E_0 1045_500 and C_w J55_1000 denote that pure erosion testing and total corrosion component testing were applied to the 1045 and J55 steels with sand sizes of 500 μm and 1000 μm , respectively. For total erosion-corrosion testing, T 1045_500, T 1045_1000, and T 1045_2000 denote that total erosion-corrosion testing was applied to the 1045 steel with various sand sizes from 500 μm to 2000 μm , respectively. These codes were also applied to the J55 steel, such as T J55_500, T J55_1000, and T J55_2000.

2.4. Liquid analysis

A CHN analyzer, X-ray spectrophotometer, ICP-OES, automatic titrator and water extraction (titration) were used to measure the chemical compositions of the crude oil, such as C, H, N, S, Ca^{2+} , Na^+ , K^+ , Cl^- , and HCO_3^- . The steel degradation in terms of the iron (Fe) ion concentration after testing according to the synergism between the

erosion and corrosion was evaluated using ICP-OES (Agilent Technology 7700 Series, United States). A high-temperature plasma source, generated by the ICP-OES analyzer, was applied to the pre-treated samples. At a high temperature, the elements in a sample were ionized and passed into the mass spectrometry (MS). The ions, depending on their mass/charge ratio, were sorted by the MS through an electron multiplier tube detector. Finally, each ion was identified and quantified.

2.5. Surface characterization

After all the testing, a general overview of the degraded surfaces of the specimens was observed with SEM (FEI Quanta 450, United States), whereas the outermost surface to thickness of 1.5–10 nm (Fredriksson et al., 2012; Tougaard, 2013) was evaluated by XPS (PHI 5000 Versa Probe II, Japan) at Beamline 5.3, Synchrotron Light Research Institute (SLRI), Thailand. A high vacuum condition of $\sim 1.4 \times 10^{-6}$ Pa was applied for the XPS operation. Before measurement, removal of the native oxide layers was performed with Ar^+ ion gun sputtering with a kinetic energy of 1 kV for 1 min. All the XPS peaks were referenced to the neutral (C–C) carbon C 1s peak at a binding energy of 284.8 eV.

3. Results and discussion

3.1. Erosion-corrosion results

Fig. 6 shows the mass loss of the 1045 and J55 steels from the pure erosion test (E_0) and the total erosion-corrosion test (T). In general, momentum is directly proportional to the mass and velocity of an object. In this study, the velocity was maintained at 1.4 m/s; thus, the momentum of the sand that affects the surface of the specimen significantly

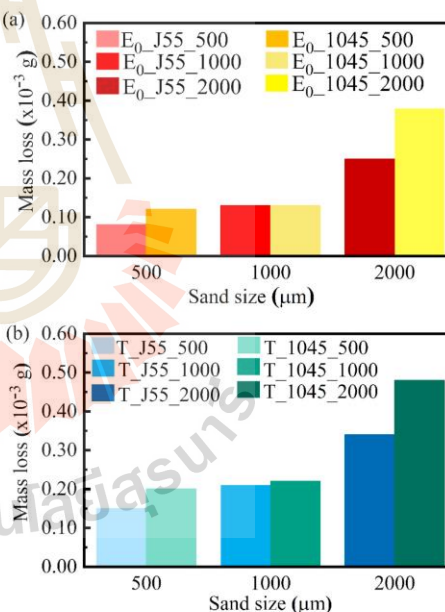


Fig. 6. Mass loss of the 1045 and J55 steels in crude oil with various sand sizes: (a) pure erosion testing and (b) total erosion-corrosion testing.

depends on the size of the sand. As a result, the mass loss of both the steels in the E_0 and T tests increased with increasing sand size (Desale et al., 2009; Lain and Sommerfeld, 2019). The obtained results correspond to other works (Nguyen et al., 2016; Stack and Pungwiwat, 2004; Zhang et al., 2016; Zheng et al., 2017). The differences between the 1045 and J55 steels are evident. The 1045 steel had a higher mass loss than the J55 steel at all sand sizes. This might be because the microstructure of the J55 steel is a more fine-grained pearlite-ferrite than that of the 1045 steel, as illustrated in Fig. 1, which resulted in higher erosion resistance (Li et al., 2018; Lu and Luo, 2006).

Fig. 7 shows the polarization curves for all the steel specimens under the pure corrosion and the total corrosion component in the synergism between the erosion-corrosion. The vital parameters obtained from the polarization curves, E_{corr} , i_{corr} , R_p , β_a , and β_c , and the penetration rate (CR), were determined, and the results are summarized in Tables 4 and 5. The CR under the total corrosion component in the synergism between erosion and corrosion (C_w) was higher than that of the CR under the pure corrosion (C_0) for all the steel specimens. It is believed that the impingement of sand (suspended solid particles) onto the surface of a specimen results in the destruction and removal of the protective surface film (Islam and Farhat, 2017; Zeng et al., 2017). As illustrated in Fig. 7, not only the protective surface film but also the corrosion potential (E_{corr}) of the C_0 specimen were more stable (more corrosion potential and less passive current density) than those of the C_w specimen because there was no impingement of suspended solid particles during testing. The sand size not only affected E_0 and T but also influenced C_w , as indicated by the CR in Table 5. It is interesting that the large size of the sand considerably affected the mass loss of the steels under the pure erosion, the total erosion-corrosion and the change in erosion due to the corrosion (ΔE_c), whereas the small size of the sand significantly

degraded the steels under the total corrosion component in the synergism between erosion-corrosion (C_w) and the change in corrosion due to the erosion (ΔC_e). At the sand size of 500 μm , the CR had the highest values of 0.08161 and 0.07881 $\frac{\text{mm}^3}{\text{mm}^2\text{-yr}}$ for the 1045 and J55 steels, respectively, whereas at sand sizes of 1000 and 2000 μm , the CR was lower. This is because of the amount of sand at the size of 500 μm was much higher than the amount of sand at the sizes of 1000 and 2000 μm ; subsequently, the impingement of sand at the size of 500 μm onto the specimen surface was higher than that for the sand at the sizes of 1000 and 2000 μm . The number of degraded surfaces sensitive to corrosion was, therefore, higher with the small size of sand (Guo et al., 2005; Lindgren et al., 2016; Stack and Abd El-Badia, 2008; Tang et al., 2008). Again, the J55 steel showed better total corrosion component resistance in the synergism between erosion and corrosion than the 1045 steel because it had a smaller grain size, resulting in higher hardness and higher erosion-corrosion resistance (Li et al., 2018; Ralston and Birbilis, 2010).

From Figs. 6 and 7, all erosion-corrosion data, T , E_0 , C_0 , C_w , ΔC_e , and ΔE_c , in terms of the CR were calculated by using Equations (1)–(6); then, the degree of synergism between erosion and corrosion was determined by using Equations (7)–(9), according to the ASTM G119-09 standard. All the synergistic data of erosion-corrosion are summarized in Table 5.

$$T / (T - S) \text{ Total Synergism Factor} \quad (7)$$

$$(C_0 + \Delta C_e) / C_0 \text{ Corrosion Augmentation Factor} \quad (8)$$

$$(E_0 + \Delta E_c) / E_0 \text{ Erosion Augmentation Factor} \quad (9)$$

The data show that synergism existed between erosion and corrosion of both steels tested in the crude oil with variations of sand size. The first three major causes for the wastage of steels in the crude oil were E_0 , C_w , and C_0 . Erosion was a major mechanism for the degradation of steel pipes (low- to medium-alloy carbon steels) because the microstructure was composed of a ferrite-pearlite structure (Fig. 1), low erosion resistance (as compared to high carbon steels that have carbide, high hardness, and high tensile strength, providing erosion resistance) (Fernandes et al., 2019; Tyufyayev et al., 2015). Moreover, erosion significantly influenced the corrosion process, as illustrated in the C_w . Corrosion was a secondary mechanism for the wastage of the alloy carbon steels in this study, as shown by C_0 . Corrosion phenomena observed in crude oil are typically from the presence of acidic molecules such as asphaltic acids and H_2S [generally expressed by the total acid number (TAN)], water, and oxygen combined with non-acidic substances, especially mineral salts (Bharatiya et al., 2019; Tang et al., 2008; Yang and Cheng, 2012). The main mineral salts dissolved in an oil-water emulsion in crude oils are composed of K^+ , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , SO_4^{2-} , and HCO_3^- (Renpu, 2011). The influence of chloride ions (Cl^-) on the corrosion of steel pipe in oilfields is well known, and it significantly enhances the corrosion rate (Tang et al., 2008; Yang and Cheng, 2012) whereas bicarbonate (HCO_3^-) shows inhibition behavior by forming ferrous carbonate (FeCO_3) as a passive film on the surfaces of corroded steel pipe (Li et al., 2019a). Nevertheless, the effects of cations in oilfield production, particularly K^+ , Na^+ , Ca^{2+} , and Mg^{2+} , are still ambiguous. This might be because of the complexity of compositions in the crude oil, especially water chemistry in which the speciation can vary from simple to very complex with numerous species (Nesic, 2007; Renpu, 2011). On one hand, researchers claim (Mansoori et al., 2018; Nesic, 2007; Zhao et al., 2005) that Ca^{2+} and Mg^{2+} promote the formation of a protective layer on steel surfaces, such as MgCO_3 and CaCO_3 , resulting in a lower corrosion rate of tube steel in CO_2 corrosion. On the other hand, salts in the forms of sodium chloride (NaCl), magnesium chloride (MgCl_2), and calcium chloride (CaCl_2), indirectly attack the steel pipe through decomposition and hydrolysis in the presence of moisture and naphthenic acid in the crude oil to form hydrochloric acid, promoting corrosion of metal parts exposed to the crude oil (Aluvihara and Premachandra, 2018; Gray

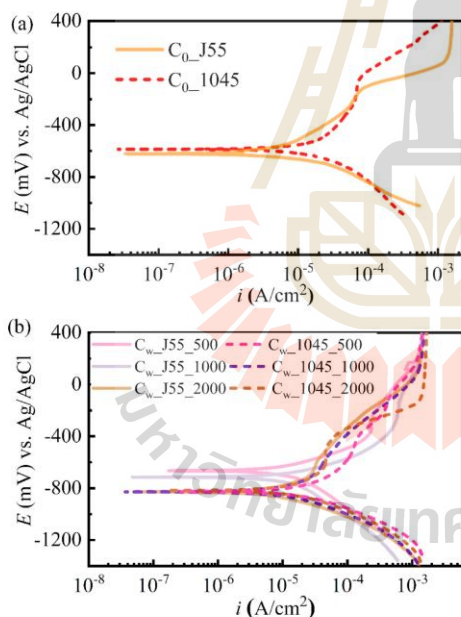


Fig. 7. Potentiodynamic polarization curves of the 1045 and J55 steels in crude oil: (a) pure corrosion testing and (b) total corrosion component testing.

Table 5
Erosion-corrosion data in terms of the corrosion rate (usually expressed as a penetration rate) and degree of synergism between erosion and corrosion of the 1045 and J55 steels in crude oil with various sand sizes.

Specimens	Penetration rate $\left(\frac{\text{mm}^3}{\text{mm}^2 \cdot \text{yr}}\right)$						Degree of synergism			
	T	E_0	C_0	C_w	S	ΔC_e	ΔC_c	$\left(\frac{T}{T-S}\right)$	$\left(\frac{C_0 + \Delta C_e}{C_0}\right)$	$\left(\frac{E_0 + \Delta E_c}{E_0}\right)$
	1045_500	0.25512	0.15307	0.06975	0.08161	0.03230	0.01186	0.02044	1.14496	1.17007
1045_1000	0.28063	0.16583	0.06975	0.07627	0.04505	0.00652	0.03853	1.19126	1.09354	1.22859
1045_2000	0.61229	0.48473	0.06975	0.08031	0.05781	0.01056	0.04725	1.10426	1.15136	1.09592
J55_500	0.19117	0.10196	0.02951	0.07881	0.05970	0.04930	0.01040	1.45413	2.67068	1.10041
J55_1000	0.26764	0.16568	0.02951	0.07253	0.07245	0.04302	0.02943	1.37116	2.45783	1.17486
J55_2000	0.43332	0.31861	0.02951	0.07454	0.08520	0.04504	0.04016	1.24472	2.52610	1.12411

et al., 2008). Potassium chloride (KCl) in combination with NaCl also increases the rate of corrosion (Crumpton, 2017).

As discussed above and from the chemical analysis results of the crude oil presented in Section 2.1 in combination with the XPS results represented in Section 3.3 (no detection of CaCO_3 on the corroded-eroded steel surface), the corrosion mechanism inducing the degradation of the carbon steels in this work would be from Cl^- , water, and dissolved oxygen in the crude oil that attack the specimen's surface, allowing the metal surface to be removed and dissolved easily by the corrosion reaction, and the mechanical forces from the impingement of sand via the erosion process (Guo et al., 2005; Lindgren et al., 2016; Stack and Abd El-Badia, 2008; Tang et al., 2008; Yang and Cheng, 2012). Additionally, both the erosion process and the corrosion process impact each other, as shown by ΔC_e and ΔE_c . Not only does the erosion promote higher corrosion (ΔC_e), but the corrosive environment on the specimen's surface can enhance the erosion (ΔE_c). Again, most of the erosion-corrosion data of the 1045 steel, except for ΔC_e , were higher than those of the J55 steel.

The contribution due to corrosion evidently affected the wastage of most of the specimens, except for the 1045 steel tested under the sand size of 1000 μm , as compared to the total synergism factor and erosion augmentation factor. For the J55 steel, the corrosion augmentation factor was quite significant, between 2.45783 and 2.67068, whereas this factor was lower, between 1.09354 and 1.17007, for the 1045 steel. The reason the corrosion contribution was higher than the other contributions for the J55 steel is due to its grain size being quite small. A grain boundary is well known to be prone to more spontaneous imperfections than the inside of the grain, resulting in the preferred dissolution of the grain boundary attacked by a corrosive environment. The grain boundary, therefore, acts as an anode, whereas the inside of the grain acts as a cathode during the corrosion reaction (Jones, 1996). In fact, for the J55 steel (small grain size), the grain boundary density was quite high; the ratio of the grain boundary area to the inside of the grain area was almost equal to one. The 1045 steel (large grain size), however, has a low grain boundary density, with the ratio of the grain boundary area to the inside of the grain area being less than one, resulting in low corrosion resistance (the area effect or the ratio of the anodic to the cathodic area). Thus, the J55 steel showed a higher corrosion resistance than the 1045 steel, as seen from the CR in Table 5. Nevertheless, for the J55 steel, the higher the ratio of grain boundary area to the inside of the grain area, the more the anodic area was attacked (Argade et al., 2012; Laleh et al., 2019; Nourani et al., 2012; Ralston and Birbilis, 2010). As a result, the corrosion augmentation factor was quite distinctive in the J55 steel.

The degree of synergism was significantly dependent on the sand size in the 1045 steel. At 500 μm , all the contributions, the total synergism, corrosion, and erosion augmentation factors, equally influenced the wastage of the 1045 steel. When the large sand size was applied (1000 and 2000 μm), the erosion and corrosion augmentation factors became the main contributions. The contribution due to erosion had a high impact on the degradation of the 1045 steel at 1000 μm because of the larger sand size, resulting in higher momentum to erode the surface (Ji

et al., 2013; Rajahram et al., 2009; Telfer et al., 2012). However, corrosion contribution was the main factor at 2000 μm because the largest sand size resulted in the greater removal of the surface, allowing the corrosive environment to attack easily (Gou et al., 2018; Islam and Farhat, 2013; Malik et al., 2014).

3.2. Liquid analysis

Before the ICP-OES was applied to measure the concentration of the released iron ions from the erosion-corrosion test, the free water method (Abdel-Aal et al., 2018) was used to extract an aqueous solution from the crude oil after the erosion-corrosion test; then, the aqueous solution was digested using 65 wt% concentrated nitric acid (HNO_3) with a microwave digestion system (Milestone ETHOS One, Italy) to prepare a homogeneous solution, according to U.S. EPA, 2007 Method 3051A. Table 6 shows the concentration of iron ions released from the 1045 and J55 steels after the erosion-corrosion test in the crude oil with various sand sizes. As anticipated, the number of released iron ions in T was higher than those in E_0 , C_0 , and C_w . This is because the corrosion protection in the form of the ICCP system was not applied during the total erosion-corrosion test. Furthermore, application of the ICCP system decreased the degradation of all steels, as seen in terms of the CR and the concentration of released iron ions. The concentration of released iron ions significantly increased with increasing sand sizes for T and E_0 in all the steel specimens, as illustrated in Table 6. In contrast, decreasing the sand sizes significantly increased the concentration of released iron ions for C_w in all the steel specimens. Furthermore, the released iron ions in C_w were higher than those in C_0 . All these results correspond to the CR in Table 5 (Guo et al., 2005; Tang et al., 2008).

3.3. Surface characterizations

Fig. 8 shows the SEM images of the 1045 and J55 steels after the total erosion-corrosion testing in crude oil with various sand sizes. As the sand size increased, the damaged surface increased in size for all the steel specimens, corresponding to the mass loss results shown in Fig. 6(b). To better understand the erosion-corrosion behavior of alloy carbon steel in crude oil with various sand sizes, the chemical compositions and

Table 6
Concentrations of released iron ions of the 1045 and J55 steels erosion-corrosion tested in crude oil with various sand sizes.

Specimens	Concentration of released iron ions (mg/L)		
	T	E_0	C_w
1045	-	-	8.96
J55	-	-	2.95
1045_500	42.79	25.82	-
1045_1000	46.58	30.83	-
1045_2000	77.86	69.52	-
J55_500	35.69	19.42	-
J55_1000	44.20	27.38	-
J55_2000	65.11	49.64	-

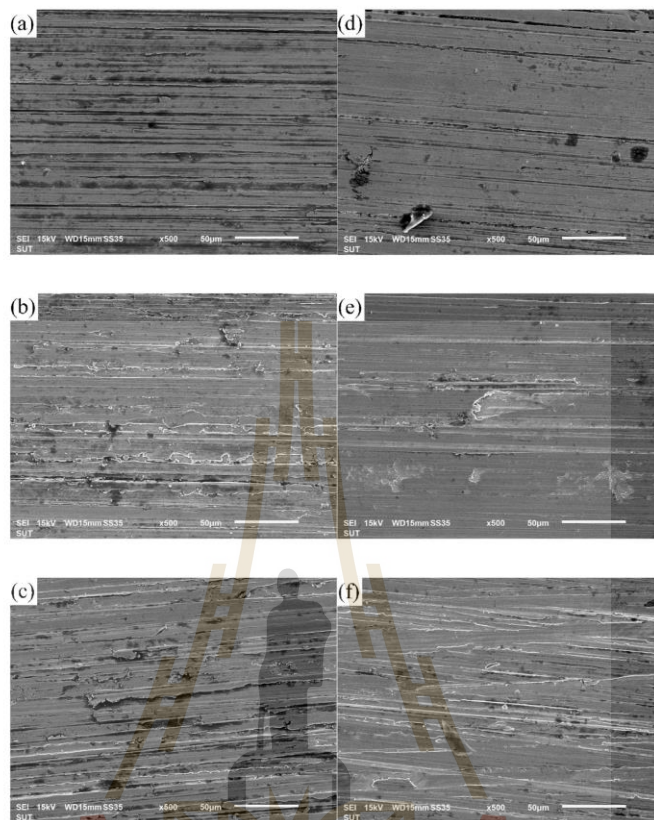


Fig. 8. SEM images after total erosion-corrosion testing in crude oil with various sand sizes of (a)–(c) the 1045 steel and (d)–(f) the J55 steel at 500 μm , 1000 μm , and 2000 μm , respectively.

compounds on the damaged surfaces of each test, E_0 , C_0 , and C_w , were investigated by XPS; this was also done to clarify which compounds were responsible for the erosion-corrosion resistance enhancement of the steels in crude oil. Fig. 9 shows examples of the XPS-fitted curves of the C 1s, Fe 2p, Si 2p, and O 1s peaks for the J55 steel after the pure erosion testing at sand sizes of 500 and 2000 μm . No Ca 2p peak was detected in the form of CaCO_3 in our study because bicarbonate (HCO_3^-) in the observed crude oil was less than 0.01 wt%, as shown in Section 2.1. The XPS curves were fitted according to the Gaussian-Lorentzian line shapes (Jain et al., 2018; McIntyre and Zetaruk, 1977; Strein, 2008; Yamashita and Hayes, 2008); then, the compounds fitting in the at% were determined and the results are shown in Table 7.

The five XPS peaks of C 1s at 283.4, 284.2, 285.0, 286.0, and 288.5 eV represent the metal carbide, the alkene group (C=C), the alkane group (C—C), the ether group (C—O—C), and the carbonyl group (C=O), respectively (Abdallah and Taylor, 2008; Karthick et al., 2018; Li et al., 2013; Li et al., 2019b). It is believed that metal carbide and C—C enhance erosion-corrosion resistance because metal carbide is quite hard and C—C is a compound in the crude oil that acts as a passive film

to protect the metal surface from wear and corrosive environments (Jahn et al., 2008; Negm et al., 2013). C—C is found on the surfaces of carbon-containing specimens, whereas C—O—C and C=O are contaminants found on the specimen's surface that is exposed to oxygen in the air/water (Guzmán et al., 2017; Johnson et al., 2003; Zhang et al., 2010). Three XPS peaks of the Fe 2p at 707.0, 710.0 and 712.2 eV indicate metallic iron (Fe metal), Fe(II) oxides (FeO and Fe_3O_4), and Fe (III) oxides and hydroxide (Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , FeOOH), respectively (Hashim et al., 2019; Idczak et al., 2016; Liu et al., 2019; Yamashita and Hayes, 2008). There are two main compounds found in the Si 2p, namely, SiC and SiO_2 . The SiC peak found at 100.3 eV (Logofatu et al., 2011) was from the silicon carbide paper used for preparing the specimen surface (Zeng et al., 2017). The SiC in at% in the 1045 steel was higher than that in the J55 steel, as shown in Table 7 because the 1045 steel had a softer microstructure than the J55 steel. Moreover, much of the SiO_2 appearing at the peak of 102.4 eV is a component of the sand, and it was on the surface of the specimen that the highest wastage was found. SiO_2 at peaks of 103.5 and 104.7 eV appeared to be due to a limitation of XPS in that it cannot eliminate and control the number of released secondary

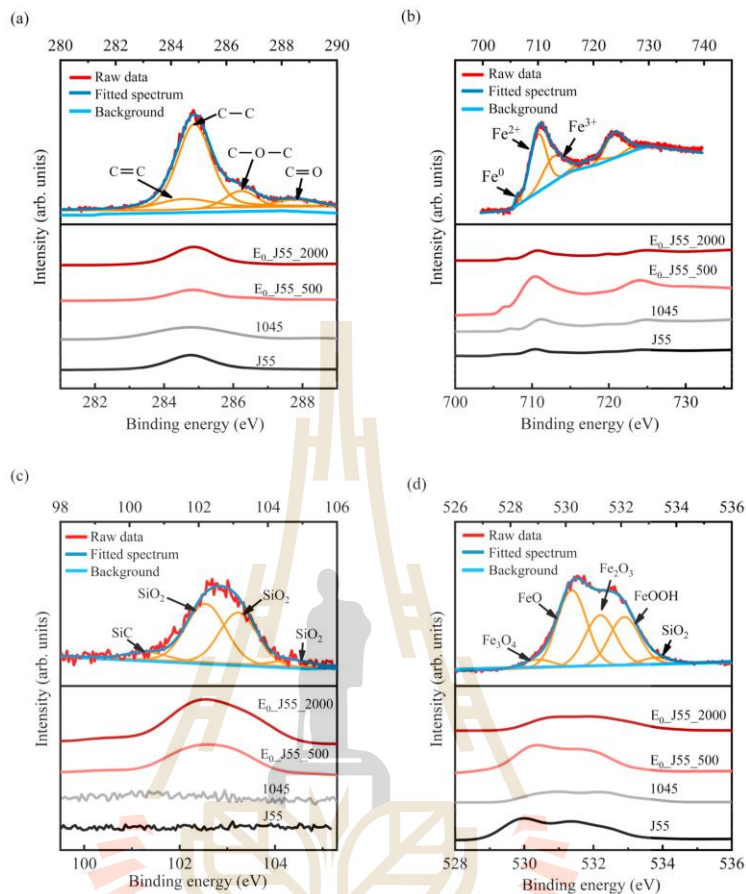


Fig. 9. Examples of XPS-fitted curves of (a) C 1s (b) Fe 2p (c) Si 2p and (d) O 1s for the J55 steel after the pure erosion testing at the sand size of 500 and 2000 μm .

electrons. Such a limitation results in the appearance of stray electrons affecting the energy change and the width of the Gaussian peak (Ghosh et al., 2019; Herrera-Gomez et al., 2011; Ulgut and Suzer, 2003). The mixture of oxides and hydroxide in all the specimens is related directly to the XPS profiles of the O 1s and the percentage of O compounds, as shown in Fig. 9(c) and (d) and summarized in Table 7. The binding energies of the iron oxides (Fe_3O_4 , Fe_2O_3 , FeO), iron hydroxide (FeOOH), silicon dioxide (SiO_2), and C=O/ H_2O are 529.7, 531.32, 539.92, 532.43, 532.9, and 534.5 eV, respectively (Nam et al., 2018; Ralkhal et al., 2019; Xu et al., 2019; Zeng et al., 2017).

The contamination (C—O—C + C=O), SiO_2 (102.4 eV), the amount of metallic iron (Fe metal), and the chemical compound ratios of C—C/(C—C + C—O—C + C=O) and Fe(II)/Fe(III) of the best and worst erosion-corrosion resistance results are constructed to understand and to build up the correlation of those compounds and how they affect the erosion and corrosion behaviors, as shown in Table 8. It is evident that C—O—C + C=O and SiO_2 (102.4 eV) remarkably point out the degree of

erosion-corrosion damage on the surfaces of the specimens for all the tests. The penetration rate presented in Table 5 drastically increases with increasing amounts of C—O—C + C=O and SiO_2 , as illustrated in Table 8. Moreover, the amount of C—O—C + C=O and SiO_2 is significantly related to the penetration rate and is ranked from E_0 , C_w , and C_0 , consecutively. For example, C—O—C + C=O was highly detected in E_0 because the specimen's surface was significantly eroded from the sand particles, allowing the bare surface to be exposed to the oxygen and react with the crude oil after the contamination (Chen et al., 2019; Desai and Desai, 1984; Dubey and Singh, 2007). This trend of damage was also confirmed by the amount of SiO_2 detected with the XPS profiles; the amount of SiO_2 in E_0 was higher than that in C_w , which corresponds to the penetration rate ($E_0 > C_w$) (Liu et al., 2018; Scheidegger et al., 1993; Sui et al., 2007).

Nevertheless, it is interesting when the chemical compound ratios of C—C/(C—C + C—O—C + C=O) and Fe(II)/Fe(III), shown in Table 8, were assessed. As described previously, C—C forms a chemical bond in

Table 7
Chemical compounds in at% obtained from XPS profiles of the 1045 and J55 steels after pure erosion, pure corrosion, and total corrosion component testing in crude oil with various sand sizes.

Specimens	Chemical compounds (at%)																
	C 1s		Fe 2p		Si 2p		O 1s		C-O								
	Metal carbide	C-C	C-O-C	C-O	Fe (Me)	Fe(II)	Fe(III)	SiC	SiO ₂ (102.4)	SiO ₂ (103.5)	SiO ₂ (104.7)	Fe ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	FeOOH	SiO ₂	C-O /H ₂ O
1045	17.42	54.84	22.58	5.16	13.62	36.37	50.01					32.00	16.68	32.00	41.90		9.42
J55	4.92	89.28	5.80	7.68	15.81	50.28	33.91					35.39	23.83	35.39	18.17		1.91
E ₀ 1045_500		14.02	11.77	9.10	39.22	60.78	33.91	10.46	52.32	31.39	5.83	44.53	10.48	38.64	19.32		7.73
E ₀ 1045_2000		44.57	20.55	9.10	33.30	66.70	33.91	6.42	69.40	17.48	5.29	2.29	17.83	22.07	34.07		22.13
E ₀ J55_500		13.78	69.85	10.46	5.91	9.33	63.43	6.42	48.16	40.13		2.32	22.61	29.81	31.14		14.12
E ₀ J55_2000		13.63	57.34	23.29	5.74	6.70	55.49	5.12	65.82	29.06		2.11	12.15	36.81	28.89		19.88
C ₀ 1045		26.59	49.15	24.26		41.59	51.35	10.23	60.00	23.48	6.29	20.65	55.14	24.42	11.92		6.41
C ₀ J55	5.41	32.07	46.03	16.49	7.06	41.59	51.35	10.23	60.00	23.48	6.29	20.65	55.14	24.42	11.92		6.41
C _w 1045_500		29.74	54.37	11.89	4.00	55.07	44.93	10.23	60.00	23.48	6.29	20.65	55.14	24.42	11.92		6.41
C _w 1045_1000		27.09	61.36	7.57	3.98	42.22	57.78	18.76	56.29	21.89	3.06	2.19	37.28	35.09	17.98		7.46
C _w J55_500	2.49	18.35	64.28	14.88		46.23	53.77	7.81	58.59	33.60		10.70	30.33	32.75	29.48		10.44
C _w J55_1000	2.90	20.85	47.20	17.43	11.62	41.17	58.83	5.81	31.96	44.80	17.43	4.40	39.63	27.25	25.53		3.19

Table 8

Chemical compound ratios of the best and worst erosion-corrosion resistance results of the 1045 and J55 steels after pure erosion, pure corrosion, and total corrosion component testing in crude oil with various sand sizes.

Specimens	C 1s		Fe 2p		Si 2p
	(C-O-C) + (C-O)	C-C/(C=C) + (C-O-C) + (C-O)	Fe (Me)	Fe(II)/Fe(III)	
1045	27.74	0.00	13.62	0.73	
J55	5.80	0.00	15.81	1.48	
E ₀ 1045_500	19.45	1.99	0.65	52.32	
E ₀ 1045_2000	29.65	0.35	0.50	69.40	
E ₀ J55_500	16.37	2.32	9.33	2.33	48.16
E ₀ J55_2000	29.03	1.34	6.70	1.47	65.82
C ₀ 1045	24.26	0.97		0.84	
C ₀ J55	16.49	0.95	7.06	0.81	
C _w 1045_500	15.89	1.19		1.23	60.00
C _w 1045_1000	11.55	1.59		0.73	56.29
C _w J55_500	14.88	1.93		0.86	58.59
C _w J55_1000	29.05	0.95		0.70	31.96

crude oil; it covers the specimen's surface and avoids the corrosive environment, resulting in corrosion inhibition. The chemical compound ratios of C-C/(C=C + C-O-C + C=O) should thus be as high as possible to protect against erosion-corrosion. Such ratios were quite low in the specimens tested under the large size of the sand in the pure erosion (E₀) (Jahn et al., 2008; Johnson et al., 2003; Zhang et al., 2010) and under a high amount of sand in the total corrosion component in the synergism between the erosion and corrosion (C_w). Most of the specimens, except for C_wJ55_500 and C_wJ55_1000, presented high ratios of C-C/(C=C + C-O-C + C=O). It may be said that the J55 steel under erosion-corrosion tested without the ICCP system showed different erosion-corrosion behavior from the other tests. Moreover, it is clear that the pure erosion testing (E₀) stimulated the formation of corrosion products, differing from the pure corrosion testing (C₀) and the total corrosion component testing (C_w), as illustrated in the ratios of Fe(II)/Fe(III). In the case of pure erosion, the different kinds of steels, 1045 and J55, also showed differences in the iron oxides/hydroxide, as shown in Table 7. The differences of the Fe(II)/Fe(III) atomic ratios between 0.65 and 0.50 in the 1045 steel (high erosion) and 2.33 and 1.47 in the J55 steel (low erosion) at sand sizes of 500 and 2000 μm, respectively, showed that the different erosion behaviors of the steels, relating to the formation of Fe(II) and Fe(III) compounds. The highest erosion was found in the specimen having the lowest Fe(II)/Fe(III) ratios, i.e., the E₀1045_2000 specimen (0.50) because the large sand size eroded the specimen's surface, which allowed high surface degradation due to the high momentum; it also allowed the newly opened surface to react with the oxygen, resulting in the high amount of Fe(III) (Fernandes et al., 2008; Howes, 1996; Ohtsuka, 2006; Sun et al., 2014; Zhao et al., 2008). The Fe(II)/Fe(III) atomic ratios were therefore low. In contrast, the highest pure corrosion and the highest total corrosion component were encountered in the specimens having the high Fe(II)/Fe(III) atomic ratios (between 0.70 and 1.23), as seen in Table 8 (C₀ and C_w specimens) for all the steel specimens. As observed from the Fe(II) and Fe(III) compounds in Table 7, it is noteworthy that the number of the iron compounds formed in C₀ and C_w was quite different from the number of iron compounds formed in E₀. In this study, the crude oil was from northern Thailand, where the depth of a production zone is less than 3000 ft, commonly found the water accompanied with dissolved oxygen. As shown by the nominal compositions of the crude oil in Section 2.1, the water was 16 vol%, and the oxygen (calculation) was 15.93 wt%. Therefore, the corrosion products of steel in this study were mainly from the oxidation of iron and the reduction of oxygen in the water; these corrosion products are different from those of production zones at great depths, in which the dissolved oxygen and aggressive ions are altered (Li et al., 2019a; Tang et al., 2008). In an aqueous environment without the impingement of solids suspended in the corrosive environment, the

formation of iron oxide is a manifold process; it begins with the oxidation of iron to Fe^{2+} ions, resulting in the formation of Fe(II) oxides. The subsequent reaction requires oxygen and water to oxidize Fe(II) further to form Fe(III) oxides. Based on the thermodynamic point of view, the Fe(II) oxides are not stable; they can be oxidized and transformed to Fe(III) oxides (Bian et al., 2015; Yamashita and Hayes, 2008; Zhong et al., 2019). Therefore, the iron compounds of Fe(II) and Fe(III) are nearly equal to each other, as shown in Table 7 for C_0 and C_w .

4. Conclusion

The erosion-corrosion behaviors of 1045 and J55 steels in crude oil with various sand sizes between 500 and 2000 μm were investigated using the impingement jet system incorporated with electrochemical measurements and surface characterization. The results indicated that the J55 steel showed higher erosion-corrosion resistance than the 1045 steel and that the major cause for the wastage of low-alloy steels is from the erosion process because their microstructure is composed of a ferrite and pearlite structure that has a low resistance to erosion. The T value decreases when the finer grain microstructure is applied, as illustrated in the J55 steel, which showed better erosion-corrosion resistance than the 1045 steel. The sand size significantly increased T , E_0 , and ΔE_c because the high momentum from the large sand size activated a highly eroded surface, allowing the opened surface to react easily with the oxygen/water. A high amount of the small sand size influenced C_w and ΔC_c because the impingement of the small sand size onto the specimen surface is higher than the impingement of the large sand size. Therefore, the degraded surfaces' sensitivity to corrosion was high when tested under the small sand size. Results from the XPS analysis indicated that there is a correlation between the erosion-corrosion behaviors and the compounds generated after the wastage of the specimens. SiO_2 and compound ratios of $C-C$ ($C-C + C-O-C + C=O$) and $Fe(II)/Fe(III)$ are useful for pointing out the erosion-corrosion behaviors. The high amount of SiO_2 and the high amount of $C-O-C + C=O$ appeared on the highly degraded-surfaces of the specimens. The $Fe(II)/Fe(III)$ atomic ratio can be used to classify the mode of degradation because a high ratio indicates better pure erosion resistance; in contrast, a low ratio indicates better pure corrosion resistance and total corrosion component resistance. XPS analysis shed light on the chemical composition of the degraded surfaces of the 1045 and J55 steels.

Acknowledgment

This work would not have been possible without the financial support by Suranaree University of Technology and the National Research Council of Thailand, supporting Fund under contract number SUT7-713-60-24-30. The crude oil used in this work was provided by the Northern Petroleum Development Center, Defence Energy Department, Defence Industry and Energy Center, Amphor Fang, Chiang Mai, Thailand. Finally, the authors are grateful for the assistance of the staff at BL5.3: SUT-NANOTECH-SLRI XPS for the XPS experiment in the Synchrotron Light Research Institute (SLRI), Thailand.

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106965>.

Author contribution statement

Pornwasa Wongpanya: Conceptualization, Methodology, Validation, Formal analysis, Writing- Original draft preparation, Writing-Reviewing and Editing, Supervision, Project administration. **Yotakarn Saramas:** Formal analysis, Investigation, Writing- Original draft preparation, Visualization. **Chatetha Chumkratoke:** Conceptualization, Validation, Resources. **Akkhapun Wannakomol:** Conceptualization,

Resources.

References

- Abdallah, W.A., Taylor, S.D., 2008. Study of asphaltene adsorption on metallic surface using XPS and TOF-SIMS. *J. Phys. Chem. C* 112 (48), 18963–18972. <https://doi.org/10.1021/jp804483c>.
- Abdel-Aal, H.A., Zohdy, K., Abdelkreem, M., 2018. Waste management in crude oil processing: crude oil dehydration and desalting. *Int. J. Waste. Resour.* 8 (1), 1–4. <https://doi.org/10.4172/2252-5211.1000326>.
- Alan, T., Aminul Islam, M., Farhat, Z.N., 2015. Slurry erosion of pipeline steel: effect of velocity and microstructure. *J. Tribol.* 138 (2) <https://doi.org/10.1115/1.4031599>.
- Aluvihara, S., Premachandra, J.K., 2018. Annotation of the corrosion arduous of petroleum oils. *J. Appl. Res. Ind. Eng.* 5 (4), 324–338. <https://doi.org/10.22105/JARIE.2018.159274.1065>.
- An, Q., Zhu, M., Qu, D., Zhang, H., 2019. Embodied crude oil analysis of Chinese economy from 2011 to 2014. *Energ. Proced.* 158, 3553–3558. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.912>.
- Argade, G.R., Panigrahi, S.K., Mishra, R.S., 2012. Effects of grain size on the corrosion resistance of wrought magnesium alloys containing neodymium. *Corrosion Sci.* 58, 145–151. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2012.01.021>.
- ASTM D4294-16e1, Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-Ray Fluorescence Spectrometry.
- ASTM D4380, Standard Test Method for Density of Bentonitic Slurries.
- ASTM D482-13 Standard Test Method for Ash from Petroleum Products.
- ASTM D5291-16, Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants.
- ASTM D6470-99, Standard test method for salt in crude oils (potentiometric method).
- ASTM D6910/D6910M, Standard Test Method for Marsh Funnel Viscosity of Construction Slurries.
- ASTM D95-13, Standard Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous Materials by Distillation.
- ASTM D97, Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products.
- ASTM E11, Standard Specification for Woven Wire Test Sieve Cloth and Test Sieves.
- ASTM E18, Standard Test Methods for Rockwell Hardness of Metallic Materials.
- ASTM F1632-03 2010, Standard test method for particle size Analysis and Sand Shape Grading of Golf Course Putting Green and Sports Field Rootzone Mixes.
- ASTM G102-89, Standard Practice for Calculation of Corrosion Rates and Related Information from Electrochemical Measurements.
- ASTM G119-09, Standard Guide for Determining Synergism between Wear and Corrosion.
- ASTM G3-14, Standard Practice for Conventions Applicable to Electrochemical Measurements in Corrosion Testing.
- Aurepatipan, N., Champreda, V., Kanokratana, P., Chitov, T., Bovonsombut, S., 2018. Assessment of bacterial communities and activities of thermotolerant enzymes produced by bacteria indigenous to oil-bearing sandstone cores for potential application in Enhanced Oil Recovery. *J. Petrol. Sci. Eng.* 163, 295–302. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.077>.
- Bian, C., Wang, Z.M., Han, X., Chen, C., Zhang, J., 2015. Electrochemical response of mild steel in ferrous ion enriched and CO_2 saturated solutions. *Corrosion Sci.* 96, 42–51. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2015.03.015>.
- Bharatiya, U., Gal, P., Agrawal, A., Shah, M., Sircar, A., 2019. Effect of corrosion on crude oil and natural gas pipeline with emphasis on prevention by ecofriendly corrosion inhibitors: a comprehensive review. *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion* 5 (35). <https://doi.org/10.1007/s40735-019-0225-9>.
- Chen, C., Yan, X., Xu, Y.Y., Yoza, B.A., Wang, X., Kou, Y., Ye, H., Wang, Q., Li, Q.X., 2019. Activated petroleum waste sludge biochar for efficient catalytic ozonation of refinery wastewater. *Sci. Total Environ.* 651, 2631–2640. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.10.131>.
- Cizek, V., 2013. Cathodic protection. In: Cizek, V. (Ed.), *Cathodic Protection: Industrial Solutions for Protecting against Corrosion*. Scrivener Publishing LLC, Beverly, pp. 131–156.
- Crumpton, H., 2017. *Well Control for Completions and Interventions*, first ed. Gulf Professional Publishing, Oxford, United Kingdom.
- Desai, M.N., Desai, M.B., 1984. Carbonyl compounds as corrosion inhibitors for mild steel in HCl solutions. *Corrosion Sci.* 24 (8), 649–660. [https://doi.org/10.1016/0010-938X\(84\)90056-8](https://doi.org/10.1016/0010-938X(84)90056-8).
- Desale, G.R., Gandhi, B.K., Jain, S.C., 2009. Particle size effects on the slurry erosion of aluminium alloy (AA 6063). *Wear* 266 (11), 1066–1071. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2009.01.002>.
- Devold, H., 2007. Facilities and processes. In: Devold, H., first (Eds.), *Oil and Gas Production Handbook: an Introduction to Oil and Gas Production*. ABB AS, Oslo, pp. 4–19.
- Devold, H., 2013. Reservoir and wellheads. In: Devold, H., third (Eds.), *Oil and Gas Production Handbook: an Introduction to Oil and Gas Production, Transport, Refining and Petrochemical Industry*. ABB AS, Oslo, pp. 21–39.
- Dubey, A.K., Singh, G., 2007. Corrosion inhibition of mild steel in sulphuric acid solution by using polyethylene glycol methyl ether (PEGME). *Electrochim. Acta* 25 (2), 221–235. <https://doi.org/10.4152/pea.200702221>.
- Fernandes, C.M., Ferreira Fagundes, T. da S., Escarpini dos Santos, N., Shewry de M., Rocha, T., Garrett, R., Borges, R.M., Muricy, G., Valverde, A.L., Ponzio, E.A., 2019. *Ircinia strobilina* crude extract as corrosion inhibitor for mild steel in acid medium. *Electrochim. Acta* 312, 137–148. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2019.04.148>.

- Fernandes, S.M.deC., Correa, O.V., Ramanathan, L.V., 2008. Oxidation and erosion-oxidation behavior of steels. *Mater. Res.* 11 (1), 43–46. <https://doi.org/10.1590/S1516-14392008000100008>.
- Fredriksson, W., Malmgren, S., Gustafsson, T., Gorgoi, M., Edstrom, K., 2012. Full depth profile of passive films on 316L stainless steel based on high resolution HAXPES in combination with ARXPS. *Appl. Surf. Sci.* 258, 5790–5797. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2012.02.099>.
- Ghosh, J., Tick, G.R., Akyol, N.H., Zhang, Y., 2019. A pore-scale investigation of heavy crude oil trapping and removal during surfactant-enhanced remediation. *J. Contam. Hydrol.* 225, 103471. <https://doi.org/10.1016/j.jconhyd.2019.03.003>.
- Gou, W., Zhang, H., Li, H., Liu, F., Lian, J., 2018. Effects of silica sand on synergistic erosion caused by cavitation, abrasion, and corrosion. *Wear* 412–413, 120–126. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2018.07.023>.
- Gray, M.R., Eaton, P.E., Le, T., 2008. Inhibition and promotion of hydrolysis of chloride salts in model crude oil and heavy oil. *Petrol. Sci. Technol.* 26 (16), 1934–1944. <https://doi.org/10.1080/10916460701428607>.
- Guo, H.X., Lu, B.T., Luo, J.L., 2005. Interaction of mechanical and electrochemical factors in erosion-corrosion of carbon steel. *Electrochim. Acta* 51 (2), 315–323. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2005.04.032>.
- Guo, H.X., Lu, B.T., Luo, J.L., 2006. Study on passivation and erosion-enhanced corrosion resistance by Mott-Schottky analysis. *Electrochim. Acta* 53 (3), 1108–1116. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2006.07.026>.
- Guzmán, H.J., Isquierdo, F., Carbognani, L., Vitale, G., Scott, C.E., Pereira-Almao, P., 2017. X-ray photoelectron spectroscopy analysis of hydro-treated Athabasca asphaltene. *Energy Fuels* 31 (10), 10706–10717. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01863>.
- Hamzah, R., Stephenson, D.J., Strutt, J.E., 1995. Erosion of material used in petroleum production. *Wear* 186–187 (2), 493–496. [https://doi.org/10.1016/0043-1648\(95\)07127-X](https://doi.org/10.1016/0043-1648(95)07127-X).
- Hashim, N.Z.N., Anouar, E.H., Kassim, K., Zaki, H.M., Alharti, A.I., Embong, Z., 2019. XPS and DFT investigations of corrosion inhibition of substituted benzylidene Schiff bases on mild steel in hydrochloric acid. *Appl. Surf. Sci.* 476, 861–877. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2019.01.149>.
- Herrera-Gomez, A., Vazquez-Lepo, M.O., Mani-Gonzalez, P.G., Ceballos-Sanchez, O., 2011. An Extra Peak in the Si 2p XPS Spectrum. Internal Report, pp. 1–9.
- Hovess, T.E., 1996. Erosion-oxidation of Mild Steel in a Fluidized Bed Environment. Thesis, St Catharine's College, Cambridge (England), p. 268.
- Idezak, R., Idezak, R., Konieczny, R., 2016. An investigation of the corrosion of polycrystalline iron by XPS, TMS and CEMS. *Physica B* 491, 37–45. <https://doi.org/10.1016/j.physb.2016.03.018>.
- Islam, M.A., Farhat, Z., 2013. The synergistic between erosion and corrosion of API pipeline in CO₂ and saline medium. *Tribol. Int.* 68, 26–34. <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2012.10.026>.
- Islam, M.A., Farhat, Z., 2017. Erosion-corrosion mechanism and comparison of erosion-corrosion performance of API steels. *Wear* 376–377, 533–541. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2016.12.058>.
- Jahn, F., Cook, M., Graham, M., 2008. Surface facilities. In: Jahn, F., Cook, M., Graham, M. (Eds.), *Developments in Petroleum Science: Hydrocarbon Exploration and Production*. Elsevier, Amsterdam, pp. 265–310.
- Jain, V., Biesinger, M., Linford, M.R., 2018. The Gaussian-Lorentzian sum, product, and convolution (Voigt) functions in the context of peak fitting X-ray photoelectron spectroscopy (XPS) narrow scans. *Appl. Surf. Sci.* 447, 548–553. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2018.03.190>.
- Ji, X., Yan, C., Duan, H., Lou, C., 2016. Effect of phosphorous content on the microstructure and erosion-corrosion resistance of electrodeposited Ni-Co-Fe-P coatings. *Surf. Coating. Technol.* 302, 208–214. <https://doi.org/10.1016/j.surfcoat.2016.06.001>.
- Ji, X., Zhao, J., Zhang, X., Zhou, M., 2013. Erosion-corrosion behavior of Zr-based bulk metallic glass in saline-sand slurry. *Tribol. Int.* 60, 19–24. <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2012.10.010>.
- Johnson, D.C., Shammamin, V.A., Callahan, J.H., Dene, F.S., Manolache, S.O., Dandy, S., 2003. Treatment of methyl tert-butyl ether contaminated water using a dense medium plasma reactor: a mechanistic and kinetic investigation. *Environ. Sci. Technol.* 37 (20), 4804–4810. <https://doi.org/10.1021/es0263487>.
- Jones, D.A., 1996. *Principles and Prevention of Corrosion*, second ed. Prentice-Hall, New Jersey.
- Jones, D.S.J., Treese, S.A., 2006. Petroleum products and a refinery configuration. In: Treese, S.A., Pujado, B.R., Jones, D.S.J. (Eds.), *Handbook of Petroleum Processing*. Springer, New York, pp. 53–124.
- Kadhum, M.M., Alwahi, N.A., Tuama, W.K., Abdurraheem, M.S., 2019. Experimental and numerical study of influence of crude oil products on the behavior of reactive powder and normal strength concrete slabs. *Journal of King Saud University - Engineering Science* 27. <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2019.03.007>.
- Karthick, S., Muralidharan, S., Saraswathy, V., 2018. Corrosion performance of mild steel and galvanized iron in clay soil environment. *Arab. J. Chem.* 1–17. <https://doi.org/10.1016/j.arabjcs.2018.11.005>.
- Lain, S., Sommerfeld, M., 2019. Numerical prediction of particle erosion of pipe bends. *Adv. Powder Technol.* 30 (2), 366–383. <https://doi.org/10.1016/j.apt.2018.11.014>.
- Laleh, M., Hughes, A.E., Xu, W., Gibson, I., Tan, M.Y., 2019. Unexpected erosion-corrosion behaviour of 316L stainless steel produced by selective laser melting. *Corrosion Sci.* 155, 67–74. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.04.028>.
- Li, C., Wang, J., Sui, L., Cui, M., Deng, W., 2013. Study on XPS of Venezuela heavy oil. *Acta Petrol. Sin.* 29 (3), 459–463. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-8719.2013.03.019>.
- Li, J., Sun, C., Shuang, S., Roostaeei, M., Fattahpour, V., Mahmoudi, M., Zeng, H., Luo, J., 2019a. Investigation on the flow-induced corrosion and degradation behavior of underground J55 pipe in a water production well in the Athabasca oil sands reservoir. *J. Petrol. Sci. Eng.* 182, 106325. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106325>.
- Li, L., Li, C.Q., Mahmoodian, M., Wasim, M., 2018. Preferred corrosion and its effect on delamination of steel. *Construct. Build. Mater.* 193, 576–588. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2018.10.217>.
- Li, L.Y., Cui, L.Y., Liu, B., Zeng, R.C., Chen, X.B., Li, S.Q., Wang, Z.L., Hand, E.H., 2019b. Corrosion resistance of glucose-induced hydrothermal calcium phosphate coating on pure magnesium. *Appl. Surf. Sci.* 465, 1066–1077. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2018.09.203>.
- Lindgren, M., Siljander, S., Suhkonen, R., Pohjanne, P., Vuorinen, J., 2016. Erosion-corrosion resistance of various stainless steel grades in high-temperature sulfuric acid solution. *Wear* 364–365, 10–21. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2016.06.007>.
- Liu, J., Zhu, X., Zhang, H., Wu, F., Wei, B., Chang, Q., 2018. Superhydrophobic coating on quartz sand filter media for oily wastewater filtration. *Colloids Surf., A* 553, 509–514. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.06.007>.
- Liu, L., Li, W., Xiong, Z., Xia, D., Yang, C., Wang, W., Sun, Y., 2019. Synergistic effect of iron and copper oxides on the formation of persistent chlorinated aromatics in iron ore sintering based on in situ XPS analysis. *J. Hazard Mater.* 366, 202–209. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2018.11.105>.
- Logofatu, C., Ghita, R.V., Ungureanu, F., Cotirlan, C., Ghica, C., Manea, A.S., Lazarescu, M.F., 2011. Study of SiO₂/Si interface by surface techniques. In: Basu, S. (Ed.), *Crystalline Silicon - Properties and Uses*. IntTech, Rijeka, pp. 23–42. <https://doi.org/10.5772/23174>.
- López, D.A., Pérez, T., Simison, S.N., 2003. The influence of microstructure and chemical composition of carbon and low alloy steels in CO₂ corrosion. *Mater. Des.* 24, 561–575. [https://doi.org/10.1016/S0261-3069\(03\)00158-4](https://doi.org/10.1016/S0261-3069(03)00158-4).
- Lu, B.T., Luo, J.L., 2006. Synergism of electrochemical and mechanical factors in erosion-corrosion. *J. Phys. Chem. B* 110, 4217–4231. <https://doi.org/10.1021/jp051985f>.
- Lynn, R.S., Wong, K.K., Clark, H.M., 1991. On the particle size effect in slurry erosion. *Wear* 149, 55–71. [https://doi.org/10.1016/0043-1648\(91\)90364-Z](https://doi.org/10.1016/0043-1648(91)90364-Z).
- Madsen, B.W., 1988. Measurement of erosion-corrosion synergism with a slurry wear test apparatus. *Wear* 123 (2), 127–142. [https://doi.org/10.1016/0043-1648\(88\)90095-6](https://doi.org/10.1016/0043-1648(88)90095-6).
- Malik, J., Ahmed, W.H., Habib, M.A., Badr, H.M., Toor, I.U., Gaseem, Z., Mansour, R.B., 2014. Investigations on the corrosion-enhanced erosion behavior of carbon steel AISI 1020. *Int. J. Electrochem. Sc.* 9 (12), 6765–6780.
- Mansoori, H., Young, D., Brown, B., Singer, M., 2018. Influence of calcium and magnesium ions on CO₂ corrosion of carbon steel in oil and gas production systems - a review. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 59, 287–296. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.025>.
- McIntyre, N.S., Zetaruk, D.G., 1977. X-ray photoelectron spectroscopic studies of iron oxides. *Anal. Chem.* 49 (11), 1521–1529. <https://doi.org/10.1021/ae50019a016>.
- Michelin, A., Drouet, E., Foy, E., Dynes, J.J., Neff, D., Dillmann, P., 2013. Investigation at the nanometer scale on the corrosion mechanisms of archaeological ferrous artefacts by STM/AFM. *Anal. At. Spectrom.* 28, 59–66. <https://doi.org/10.1039/c2ja30250k>.
- Nam, N.D., Hien, P.V., Hoi, N.T., Thu, V.T.H., 2018. A study on the mixed corrosion inhibitor with a dominant cathodic inhibitor for mild steel in aqueous chloride solution. *J. Taiwan. Inst. Chem. E.* 91, 556–569. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2018.06.007>.
- National Oilwell Varco, 2014. Fishing Tools. <https://apps.nov.com/GetDocument>) Fishing tool. (Accessed 13 April 2019).
- Negm, N.A., Yousef, M.A., Tawfik, S.M., 2013. Impact of synthesized and natural compounds in corrosion inhibition of carbon steel and aluminium in acidic media. *Recent Pat. Corros. Sci.* 3 (1), 58–68. <https://doi.org/10.2174/2210689911303010007>.
- Nesic, S., 2007. Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines - a review. *Corrosion Sci.* 49, 4308–4338. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2007.06.006>.
- Nguyen, V.B., Nguyen, Q.B., Zhang, Y.W., Lim, C.Y.H., Khoo, B.C., 2016. Effect of particle size on erosion characteristics. *Wear* 348–349, 126–137. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2015.12.003>.
- Nourani, M., Sajadifar, S.V., Ketabchi, M., Milani, S., Yannacopoulos, A.S., 2012. On the microstructural evolution of 4130 steel during hot compression. *Recent Pat. Mater. Sci.* 5, 74–83. <https://doi.org/10.2174/1874464811205010074>.
- Ohtsuka, T., 2006. Passivation oxide films and rust layers on iron. In: Waseda, Y., Suzuki, S. (Eds.), *Characterization of Corrosion Products on Steel Surfaces*. Springer, New York, pp. 19–32.
- Rajahram, S.S., Harvey, T.J., Wood, R.J.K., 2009. Erosion-corrosion resistance of engineering materials in various test conditions. *Wear* 267 (1–4), 244–254. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2009.01.062>.
- Ralkhal, S., Shahrabi, T., Ramezanzadeh, B., Bahlaleh, G., 2019. A combined electrochemical, molecular dynamics, quantum mechanics and XPS analysis of the mild steel surface protected by a complex film composed of neodymium (III) and benzimidazole. *Appl. Surf. Sci.* 464, 178–194. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2018.09.064>.
- Ralston, D., Birbilis, K.N., 2010. Effect of grain size on corrosion: a review. *Corrosion* 66 (7). <https://doi.org/10.5006/1.3462912>, 075005-075005-13.
- Renpu, W., 2011. *Advanced Well Completion Engineering*, third ed. Gulf Professional Publishing, Oxford, United Kingdom.
- Sanni, S.E., Adefila, S.S., Anozie, A.N., 2019. Prediction of sand kinematic pressure and fluid-particle interaction coefficient as means of preventing sand-induced corrosion in crude oil pipelines. *Ain Shams Eng. J.* 10 (1), 55–62. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2018.02.007>.

- Scheidegger, A., Borkovec, M., Sticher, H., 1993. Coating of silica sand with goethite: preparation and analytical identification. *Geoderma* 58 (1), 43–65. [https://doi.org/10.1016/0016-7061\(93\)90084-X](https://doi.org/10.1016/0016-7061(93)90084-X).
- Shamseddini, A., Mowla, D., Esmailzadeh, F., 2019. Continuous treatment of petroleum products in a tailor-made flow-through sonoreactor. *J. Petrol. Sci. Eng.* 173, 1149–1162. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.068>.
- Sharma, N., 2017. Superfinishing processes. In: Sharma, N. (Ed.), *Manufacturing Processes-II*. IIT Kharagpur, India, pp. 433–445.
- Stack, M.M., Abd El-Badia, T.M., 2008. Some comments on mapping the combined effects of slurry concentration, impact velocity and electrochemical potential on the erosion–corrosion of WC/Co–Cr coatings. *Wear* 264 (9), 826–837. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2007.02.025>.
- Stack, M.M., Pungwiwat, N., 2004. Erosion–corrosion mapping of Fe in aqueous slurries: some views on a new rationale for defining the erosion–corrosion interaction. *Wear* 256 (5), 565–576. [https://doi.org/10.1016/S0043-1648\(03\)00566-0](https://doi.org/10.1016/S0043-1648(03)00566-0).
- Strein, E., 2008. *Studying and Eliminating Adventitious Carbon Contamination on Silicon wafers*. Thesis. Brigham Young University, Provo (United States), p. 45.
- Sui, G., Jana, S., Salehi-khojin, A., Neema, S., Zhong, W., Chen, H., Huo, Q., 2007. Preparation and properties of natural sand particles reinforced epoxy composites. *Macromol. Mater. Eng.* 292 (4), 467–473. <https://doi.org/10.1002/mame.200600479>.
- Sun, H., Shi, B., Lytle, D., Bai, Y., Wang, D., 2014. Formation and release behavior of iron corrosion products under the influence of bacterial communities in a simulated water distribution system. *Environ. Sci.-Proc. Imp* 16 (3), 576–585. <https://doi.org/10.1039/c3em00544e>.
- Tang, X., Xu, L.Y., Cheng, Y.F., 2008. Electrochemical corrosion behavior of X-65 steel in the simulated oil-sand slurry. II: synergism of erosion and corrosion. *Corrosion Sci.* 50 (5), 1469–1474. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2008.01.019>.
- Telfer, C.G., Stack, M.M., Jana, B.D., 2012. Particle concentration and size effects on the erosion–corrosion of pure metals in aqueous slurries. *Tribol. Int.* 53, 35–44. <https://doi.org/10.1016/j.triboint.2012.04.010>.
- Tian, B.R., Cheng, Y.F., 2008. Electrochemical corrosion behavior of X-65 steel in the simulated oil sand slurry. I: effects of hydrodynamic condition. *Corrosion Sci.* 50 (5), 773–779. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2007.11.008>.
- Tougaard, S., 2013. Surface analysis| X-ray photoelectron spectroscopy reference module in chemistry, 2005. *Encyclopedia of Analytical Science*, pp. 446–456. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409547-2.00527-8>.
- Tyufyayev, A.S., Mordynskii, V.B., Zhelobtsov, E.A., 2015. Wear resistance of high-carbon steel with dry friction and abrasion. *Steel Transl.* 45 (10), 796–802. <https://doi.org/10.1186/s11671-017-1917-z>.
- Ulgut, B., Suzer, S., 2003. XPS studies of SiO₂/Si system under external bias. *J. Phys. Chem. B* 107 (13), 2939–2943. <https://doi.org/10.1021/jp022003z>.
- UOP LLC, UOP389-04, 2004. Trace metals in oils by wet washing and ICP-OES. UOP LLC, UOP LLC, Des Plaines, IL.
- U.S. EPA, 2007. Method 3051A (SW-846): Microwave Assisted Acid Digestion of Sediments, Sludges, Soils, and Oils. Revision 1.
- Vilcáez, J., York, J., Youssef, N., Elshahed, M., 2018. Stimulation of methanogenic crude oil biodegradation in depleted oil reservoirs. *Fuel* 232, 581–590. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.018>.
- Xu, W., Han, E.-H., Wang, Z., 2019. Effect of tannic acid on corrosion behavior of carbon steel in NaCl solution. *J. Mater. Sci. Technol.* 35 (1), 64–75. <https://doi.org/10.1016/j.jmst.2018.09.001>.
- Yamashita, T., Hayes, P., 2008. Analysis of XPS spectra of Fe²⁺ and Fe³⁺ ions in oxide materials. *Appl. Surf. Sci.* 254 (8), 2441–2449. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2007.09.063>.
- Yang, Y., Cheng, Y.F., 2012. Parametric effects on the erosion–corrosion rate and mechanism of carbon steel pipes in oil sands slurry. *Wear* 276–277, 141–148. <https://doi.org/10.1016/j.wear.2011.12.010>.
- Zeng, L., Guo, X.P., Zhang, G.A., 2017. Inhibition of the erosion–corrosion of a 90° low alloy steel bend. *J. Alloys Compd.* 724, 827–840. <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2017.07.083>.
- Zhang, J., Kang, J., Fan, J., Gao, J., 2016. Study on erosion wear of fracturing pipeline under the action of multiphase flow in oil & gas industry. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 32, 334–346. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.04.056>.
- Zhang, Z., Xu, M., Wang, H., Li, Z., 2010. Enhancement of CO₂ adsorption on high surface area activated carbon modified by N₂, H₂ and ammonia. *Chem. Eng. J.* 160 (2), 571–577. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2010.03.070>.
- Zhao, G.X., Jian-Ping, L., Shi-Ming, H., Xiang-Hong, L.U., 2005. Effect of Ca²⁺ and Mg²⁺ on CO₂ corrosion behavior of tube steel. *J. Iron Steel Res. Int.* 12 (1), 38–42.
- Zhao, M., Wang, J., Chen, D., Hao, X., Wang, B., 2008. The difference between synergistic erosion–corrosion and corrosion of mild steel in SiC suspension. *J. Alloys Compd.* 466 (1–2), 421–428. <https://doi.org/10.1016/j.jallcom.2007.11.063>.
- Zheng, C., Liu, Y., Chen, C., Qin, J., Zhang, S., 2017. Finite element analysis on the dynamic erosion process using multiple-particle impact model. *Powder Technol.* 315, 163–170. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2017.04.016>.
- Zhong, X., Lu, W., Yang, H., Liu, M., Zhang, Y., Liu, H., Hu, J., Zhang, Z., Zeng, D., 2019. Oxygen corrosion of N80 steel under laboratory conditions simulating high-pressure air injection: analysis of corrosion products. *J. Petrol. Sci. Eng.* 172, 162–170. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.058>.
- Zu, J.B., Hutchings, I.M., Burstein, G.T., 1990. Design of a slurry erosion test rig. *Wear* 140 (2), 331–344. [https://doi.org/10.1016/0043-1648\(90\)90093-](https://doi.org/10.1016/0043-1648(90)90093-).

ประวัติผู้เขียน

นางสาวโยธกานต์ สาระมาศ เกิดเมื่อวันที่ 6 กันยายน พุทธศักราช 2537 สำเร็จการศึกษา ระดับชั้นมัธยมศึกษาจากโรงเรียนท่าชนะ จังหวัดสุราษฎร์ธานี เมื่อปีพุทธศักราช 2555 และสำเร็จ การศึกษาระดับปริญญาตรี สาขาวิชาวิศวกรรมโลหการ สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัย เทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา เมื่อปีพุทธศักราช 2559 หลังจากสำเร็จการศึกษาระดับ ปริญญาตรี ได้เข้าศึกษาต่อระดับปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมวัสดุ สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา ในปีพุทธศักราช 2559 โดยได้รับทุนการศึกษา ประเภทนักศึกษาระดับบัณฑิตศึกษาที่คณาจารย์ได้รับทุนวิจัยจากแหล่งทุนภายนอก (ทุน OROG) จากกองทุนสนับสนุนการวิจัยและพัฒนา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี โดยมีบทความทาง วิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์ในวารสารระดับนานาชาติที่มี Peer Review และอยู่ในฐานข้อมูล ISI, web of science คือ Journal of Petroleum Science and Engineering ที่มี Impact Factor 2.886 Quartile 1 ดังนี้

(1) P. Wongpanya, Y. Saramas, C. Chumkratoke, A.Wannakomol, Erosion-corrosion behaviorsof 1045 and J55 steels in crude oil. Journal of Petroleum science and Engineering, Vol. 189 No. 6 June pp. 1-14.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106965>

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี