

เปรียบเทียบอายุการใช้งานและคาดการณ์อายุการใช้งานของท่อเกรด L80-13Cr และ K55 ในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

Comparative study on corrosion rates and lifetime estimation of L80-13Cr and K55 tubing in petroleum production

อริวัฒน์ เกษสุมาโนช^{1*}, ผศ.ดร.อัมพรศักดิ์ วรรณโกมล²

¹ นักศึกษาระดับบัณฑิตศึกษา สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ที่อยู่ 111 ถนนมหาวิทยาลัย ตำบลสุรนารี อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา 30000

² ชื่อหน่วยงาน ที่อยู่ ถนน เขต (ตำบล) แขวง (อำเภอ) จังหวัด รหัสไปรษณีย์

* E-mail: atiwat_k@live.com, 085-0276661

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาอัตราการกัดกร่อน และคาดการณ์อายุการใช้งานของท่อเกรด L80 - 13Cr และ K55 ตามมาตรฐาน API 5CT ที่ใช้ในกระบวนการขุดเจาะและผลิต ในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม โดยใช้ หลักการไฟฟ้าเคมีในการศึกษา ที่เป็นผลเนื่องมาจาก น้ำในแหล่ง หินกักเก็บที่ได้แยกชั้นออกจาก น้ำมันดิบในท่อที่ ขุดเจาะแนวนอนภายใต้ อุณหภูมิห้อง, ความดันบรรยากาศ และได้ทำการศึกษาอัตราการกัดกร่อนที่ความหยาบ ผิวที่แตกต่างกัน ด้วยการเตรียม พื้นผิวชั้นงานทดสอบด้วยกระดาษทรายเบอร์ 1200 และ 600 ตามลำดับ จากการ ทดลองพบว่าอัตราการกัดกร่อนของท่อเกรด L80-13Cr ที่ผ่านการเตรียมผิวที่กระดาษทรายเบอร์ 1200 และ 600 มีอัตราการกัดกร่อน คือ 0.0376 และ 0.0465 มิลลิเมตรต่อปี ตามลำดับ และอัตราการกัดกร่อนของท่อเกรด K55 ผ่านการเตรียมผิวที่กระดาษทรายเบอร์ 1200 และ 600 มีอัตราการกัดกร่อน คือ 0.0138 และ 0.0169 มิลลิเมตร ต่อปี ตามลำดับ ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าท่อเกรด L80-13Cr มีพฤติกรรมต้านทานการกัดกร่อนได้ดีกว่า ท่อเกรด K55 เป็นผลเนื่องมาจากท่อเกรด L80-13Cr มีธาตุโครเมียมเป็นธาตุผสมอยู่ ซึ่งธาตุโครเมียมเป็นธาตุผสมที่มีอิทธิพล ช่วยต้านทานการกัดกร่อน (CRAs) และเมื่อพิจารณาถึงความหยาบผิว ค่าอัตราการกัดกร่อนที่กระดาษทรายเบอร์ 1200 มีอัตราการกัดกร่อนที่ต่ำกว่าอัตราการกัดกร่อนที่กระดาษทรายเบอร์ 600 เพราะฉะนั้นจึงสรุปได้ว่า ท่อที่มี การเตรียมผิวที่ดีกว่าจะมีพฤติกรรมต้านทานการกัดกร่อนได้ดีกว่าเช่นกัน และจากค่าการกัดกร่อนที่ได้สามารถ นำไปคาดการณ์อายุการใช้งานของท่อทั้งสองชนิดได้ดังนี้ ท่อ L80-13Cr ที่การเตรียมผิวด้วยกระดาษทรายเบอร์ 1200 และ 600 คือ 58.70 และ 47.93 ตามลำดับ และที่ท่อ K55 ที่การเตรียมผิวด้วยกระดาษทรายเบอร์ 1200 และ 600 คือ 21.54 และ 17.42 ตามลำดับ

คำสำคัญ : อัตราการกัดกร่อน, ไฟฟ้าเคมี, อุตสาหกรรมปิโตรเลียม

Abstract

The objective of this study was to the corrosion rate (CR) of steel tubing L80-13Cr and K55 according to the American Petroleum Institute (API) 5CT, in the process of drilling and production in the petroleum industry. In this research a study using electrochemical method. Cause by water in the reservoir source separate from the oil layer in horizontal well under room temperature, atmospheric pressure and without flow rate, studied the CR of different surface roughness with the preparation of the specimen surface with a number of sandpaper (Sic) is

1200 and 600. From the experiment, the CR of the steel tubing L80-13Cr at surface preparation by 1200 and 600 (Sic) the CR is 0.0376 and 0.0475 mm/year, respectively. And the corrosion rate of the steel tubing K55 at surface preparation by 1200 and 600 (Sic) the CR is 0.0138 and

0169.mm/year, respectively. Thus conclude that the steel tubing L80-13Cr is behaving better corrosion resistance than. K55 steel tubing. As a result, because L80-13Cr has chromium alloys are the corrosion resistant alloys. And when considering the surface roughness. The CR in the 600 (Sic) that is higher than the CR in 1200.

Keywords: Corrosion rate (CR), Electrochemical, Petroleum industry.

1. ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัญหาการกัดกร่อนเป็นปัญหาที่เกิดขึ้นมากที่สุด ในอุตสาหกรรมการผลิตปิโตรเลียม โดยเฉพาะในท่อที่ใช้ในการผลิตและขุดเจาะ เหตุผลนี้จึงเป็นปัจจัยที่สำคัญเป็นอย่างมากในส่วนประกอบต่างๆที่ใช้ในอุตสาหกรรม ในขณะที่ทั่วไปใช้อัตราการกัดกร่อนสำหรับเลือกอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบการผลิต ไม่ว่าจะเป็นการขุดเจาะแบบแนวตั้ง การขุดเจาะแบบแนวนอน และอื่น ๆ และโดยทั่วไปแล้ววัสดุที่ใช้ในอุตสาหกรรมนั้นคือ ท่อเหล็กกล้า คาร์บอน

ท่อและอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเลียมบ่อยครั้งทำงานที่ความดันสูง และสภาพแวดล้อมที่แตกต่างกันไป ในขณะที่การออกแบบอุปกรณ์ที่เหมาะสมการเลือกใช้วัสดุ และการควบคุมอัตราการกัดกร่อน สามารถส่งผลให้ประหยัดต้นทุนและงบประมาณในการบำรุงรักษา และยังสามารถคาดการณ์อายุการใช้งานของท่อที่ใช้ในอุตสาหกรรม ที่เป็นเหตุผลสำคัญสำหรับการควบคุมความปลอดภัยเนื่องจากความเสียหายที่เป็นผลมาจากการกัดกร่อน ด้วยท่อที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียมนั้นมีราคาที่สูง ดังนั้นจึงเป็นโอกาสสำคัญที่จะช่วยลดต้นทุนในการผลิตและซ่อมบำรุงและการป้องกันการเสียหายของท่อที่จะนำไปสู่การป้องกันความเสียหายของการผลิตไป ด้วย ดังนั้นในการศึกษาครั้งนี้เน้นวิเคราะห์อัตราการกัดกร่อนของท่อที่จำเป็นสำหรับการประเมินอายุการใช้งาน ท่อต่อไป

2. วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาอัตราการกัดกร่อนของท่อที่ใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตปิโตรเลียมเกรดในท่อเกรด L80-13Cr ที่มีส่วนผสมของโครเมียม และท่อเกรด K55 ที่ไม่มีโครเมียมเป็นส่วนผสม ที่เป็นผลมาจากน้ำที่อยู่ในชั้นหินกักเก็บที่แยกตัวออกจากน้ำมันดิบ
2. เพื่อคำนวณและคาดการณ์อายุการใช้งานของท่อทั้งสองเกรดตามมาตรฐาน API 5CT
3. เพื่อศึกษาและเปรียบเทียบอัตราการกัดกร่อนของท่อทั้งสองเกรด ระหว่างความหยาบผิวที่แตกต่างกัน นั่นคือเตรียมผิวด้วยกระดาษทรายเบอร์ 1200 และ คือ เตรียมผิวด้วยกระดาษทรายเบอร์ 600

3. วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 คุณสมบัติของวัสดุที่นำมาทำการทดสอบ

นำท่อทั้งสองเกรดมาทำการทดสอบคุณสมบัติทางเคมี ด้วยเครื่องมือที่เรียกว่า SPECTROMETER เพื่อให้ทราบว่าท่อทั้งสองเกรดนั้นมีส่วนผสมทางเคมีเป็นเช่นไรบ้าง ค่าที่ได้จากการทดสอบนั้นจะแสดงในตารางที่ 1 และทำการทดสอบวัดค่าความแข็งของท่อทั้งสองเครื่องมือที่เรียกว่า Rockwell test (scale B) และผลของค่าความแข็งที่ได้นั้นจะแสดงในตารางที่ 2

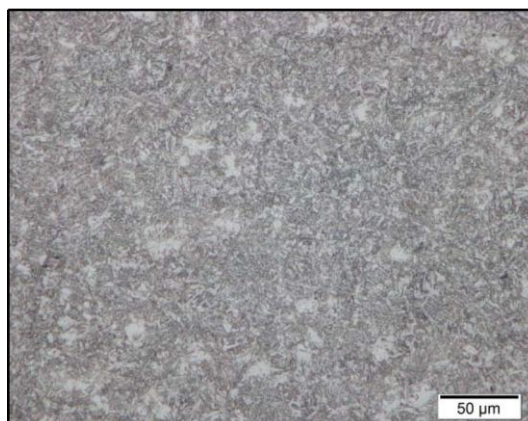
ตารางที่ 1 ส่วนผสมทางเคมีของท่อทั้ง 2 ชนิดที่นำมาทำการทดสอบ (wt %)

Grade	C<	Si<	Mn<	P<	S<	Cr<	Ni<	Cu<	Fe
L80-13Cr	0.221	0.408	0.542	0.0002	0.0002	13.23	0.0749	0.00015	bal
K55	0.389	0.218	1.27	0.0028	0.0002	0.0794	0.0335	0.0444	bal

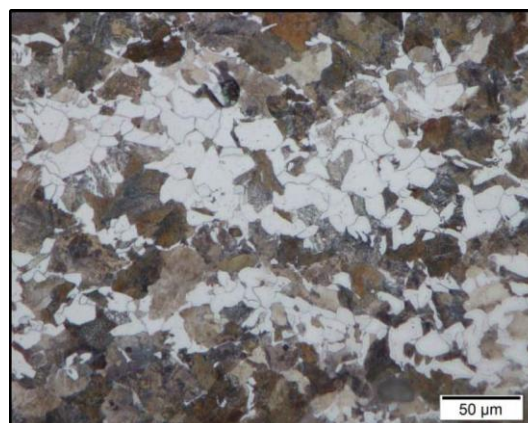
ตารางที่ 2 ค่าความแข็งของท่อทั้งสองเกรดที่นำมาทำการทดสอบ

API 5CT	จุดที่ 1	จุดที่ 2	จุดที่ 3	ค่าเฉลี่ย	ค่าเบี่ยงเบน
L80-13Cr	99.45	99.75	99.80	99.67	0.19
K55	93.80	94.00	94.05	93.95	0.13

โดยทั่วไปในทางโลหะวิทยาการวิเคราะห์โครงสร้างทางจุลภาคของท่อนั้นเป็นปัจจัยที่สำคัญในการวิเคราะห์ คุณสมบัติ ต่างๆ และจากการทดสอบโครงสร้างทางจุลภาคเบื้องต้นของท่อทั้งสองเกรดที่นำมาทดสอบด้วยกล้อง Optical microscopy ดังแสดงในรูปที่ 1 (ก) และ ข) ที่กำลังขยาย 50X



รูปที่ 1 (ก) โครงสร้างจุลภาคของ L80-13Cr



รูปที่ 1 (ข) โครงสร้างจุลภาคของ K55

เมื่อเปรียบเทียบภาพโครงสร้างทางจุลภาคของท่อเหล็กทั้งสองเกรดนั้น จะพบว่าโครงสร้างของท่อในเกรด K55 นั้นประกอบไปด้วยโครงสร้างพื้นฐานของเหล็กกล้าคาร์บอน นั่นคือ เฟอไรต์ และ เพอไรต์ ดังแสดงในรูปที่ 1(ข) แต่จะแตกต่างกันกับโครงสร้างทางจุลภาคของท่อเกรด L80-13Cr ซึ่งมีความละเอียดของโครงสร้างมากกว่าที่มี โครงสร้างเช่นนี้เป็นผลมาจากการผ่านกระบวนการอบชุบโลหะด้วยความร้อน (Heat treatment) และมีการเย็นตัวอย่างรวดเร็ว ทำให้โครงสร้างที่ได้นั้นมีลักษณะแหลม และละเอียดหรือเรียกได้ว่าเป็นโครงสร้างมาร์เทนไซต์ (Marten site) ซึ่งตรงตามมาตรฐาน APT 5CT

3.2 ขั้นตอนการเตรียมชิ้นงานตัวอย่าง

นำท่อทั้งสองเกรดที่ไ ชีในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม L80-13Cr และ K55 มาตัดเตรียมชิ้นงานให้มีขนาด กว้าง , ยาว และ สูง เท่ากับ 2, 2 และ 0.5 เซนติเมตร ตามลำดับ ที่เตรียมชิ้นงานขนาดนี้เพื่อง่ายต่อการติดตั้งเข้ากับเครื่องมือที่ใช้ในการทดสอบอัตราการกัดกร่อนของท่อทั้งสองชนิด และทำการเตรียมพื้นผิวชิ้นงานด้วยกระดาษทรายจากเบอร์หยาบ ไปยังเบอร์ละเอียด คือ เบอร์ 1200 และ เบอร์ 600 ตามลำดับ เพื่อใช้ในการทดสอบและ เปรียบเทียบอัตราการกัดกร่อนที่ความหยาบของพื้นผิวที่แตกต่างกันเป็นต้น

3.3 ขั้นตอนการทดสอบอัตราการกัดกร่อน

ก่อนการทดสอบอัตราการกัดกร่อนนั้น จำเป็นต้องทำความสะอาดชิ้นงานก่อนที่นำไปทำการทดสอบ โดยในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ได้ทำการทดสอบอัตราการกัดกร่อนด้วยหลักการทางไฟฟ้าเคมีในการทดสอบ ซึ่งประกอบไปด้วยขั้วที่ ไชในการทดสอบ ดังนี้ ขั้วไฟฟ้าชิ้นงานทดสอบ, ขั้วไฟฟ้ากระแส และขั้วไฟฟ้าอ้างอิง โดยก่อน จะทำการทดสอบนั้นจะทำการจุ่มชิ้นงานในสารละลายเป็นเวลา 10 นาทีเพื่อเป็นการเร่ง ปฏิกิริยาการกัดกร่อน และลด ช่วงของกระแสไฟฟ้าที่ ไชในการทดสอบ ก่อนที่จะทำการทดสอบการกัดกร่อน โดยอัตราการสแกนในการทดสอบ การกัดกร่อนในงานวิจัยนี้เท่ากับ 1 มิลลิโวลต์ 4 ภายหลังงานทดสอบจะทำให้ได้ค่าต่าง ๆ และนำค่าต่าง ๆ นั้นไปใช้ สำหรับคำนวณอัตราการกัดกร่อน ในสมการที่ (1)

ในการคำนวณอัตราการกัดกร่อนนั้นสามารถคำนวณได้จาก

$$\text{อัตราการกัดกร่อน} = 0.00327 \times i_{\text{corr}} \times EW / \text{density} \text{ (มิลลิเมตร/ปี)} \quad (1)$$

เมื่อ i_{corr} = ความหนาแน่นกระแสไฟฟ้ากัดกร่อน

Density = ความหนาแน่นของวัสดุทดสอบ

EW = น้ำหนักเทียบเท่า หาได้จากสมการ (2)

$$EW = 1 / N_{\text{eq}} \text{ เมื่อ} \quad (2)$$

$$N_{\text{eq}} = Z [f_{\text{ix}} n_i / W_i] \quad (3)$$

เมื่อ f_i = จำนวนอิเล็กตรอนที่สูญเสียของธาตุ i

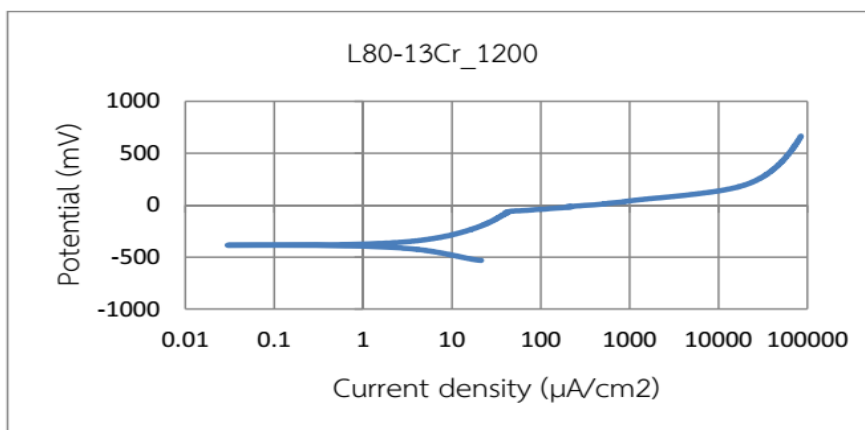
N_i = สัดส่วนโดยมวลของธาตุ i ที่ผสมอยู่ในโลหะผสมนั้น W_i = น้ำหนักอะตอมของธาตุ i ที่ผสมอยู่ในโลหะผสมนั้น

3.4 ขั้นตอนการทดสอบด้วยกล้องจุลทรรศน์

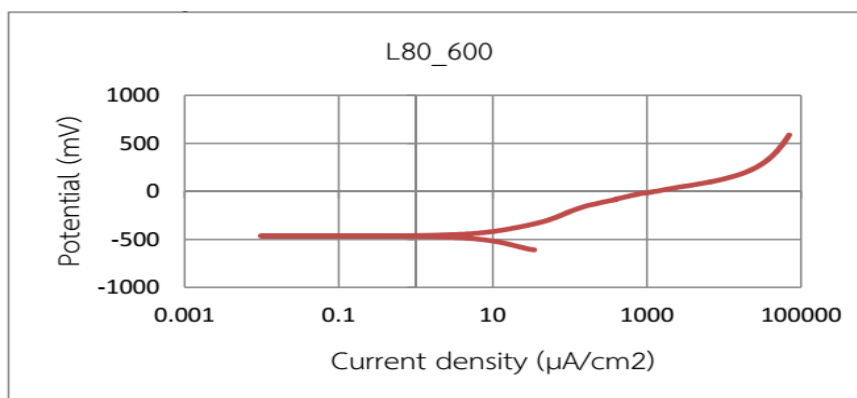
ในขั้นตอนการทดสอบนี้ เป็นการทดสอบด้วยกล้อง จุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด (SEM) ทำการ ทดสอบเพื่อให้เห็นถึงลักษณะพื้นผิวที่เกิดขึ้นจากการกัดกร่อนภายหลังการทดสอบการกัดกร่อนด้วยหลักการไฟฟ้า เคมีและทำการทดสอบด้วยรังสี X-Ray หรือเรียกว่าการทดสอบ EDS เพื่อวิเคราะห์องค์ประกอบของธาตุนั้น บริเวณที่เกิดออกไซด์ฟิล์มที่เกิดจากการกัดกร่อนภายหลังการทดสอบ

4. ผลการวิจัย

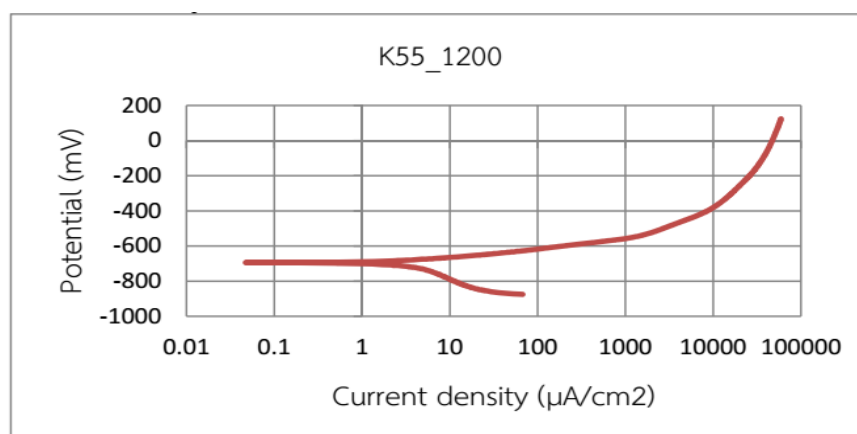
ผลที่ได้จากการทดสอบการกัดกร่อนจะแสดงผลเป็นเส้นโค้งโพลาริเซชันโดยแกนนอนจะแสดงค่าของ ความหนาแน่นกระแสไฟฟ้ากัดกร่อน (ไมโครแอมป์ต่อตารางเซนติเมตร) และแกนตั้งแสดงค่าศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (มิลลิโวลต์) ดังแสดงในรูปที่ 2(ก) ถึง 2(ง) และจากเส้นโค้งโพลาริเซชัน สามารถทำให้ทราบค่าของ ศักย์ไฟฟ้าการกัดกร่อน (E_{corr}) และความหนาแน่นกระแสไฟฟ้ากัดกร่อน (I_{corr}) เพื่อนำไปวิเคราะห์และใช้ในการคำนวณอัตราการกัดกร่อนที่เกิดขึ้น ภายหลังการทดสอบได้ตามสมการที่ (1) และค่าอัตราการกัดกร่อนที่ได้จากการคำนวณนั้นจะแสดงในตารางที่ 3



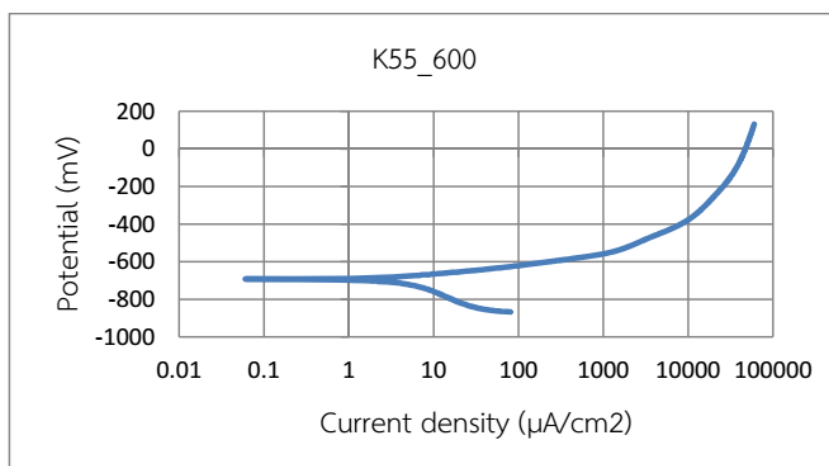
รูปที่ 2(ก) เส้นโค้งโพลาริเซชันของท่อเกรด L80-13Cr ที่กระดาดทรายเบอร์ 1200



รูปที่ 2(ข) เส้นโค้งโพลาริเซชันของท่อเกรด L80-13Cr ที่กระดาดทรายเบอร์ 600



รูปที่ 2(ค) เส้นโค้งโพลาริเซชันของท่อเกรด K55 ที่กระดาดทรายเบอร์ 1200



รูปที่ 2(ง) เส้นโค้งโพลาริเซชันของท่อเกรด K55 ที่กระดาดทรายเบอร์ 600

ตารางที่ 3 ตารางแสดงค่าที่ได้จากเส้นโค้งโพลาริเซชัน และ อัตราการกัดกร่อนของทั้งสองเกรด

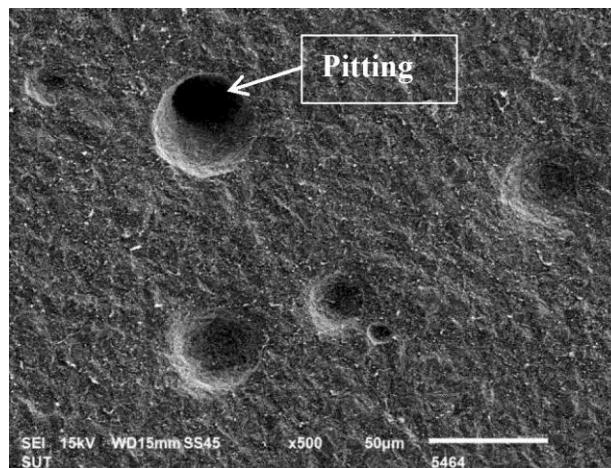
API 5CT	การดาดทราย (เบอร์)	Ecorr (มิลลิโวลต์)	Icorr (ไมโครแอมป์ต่อตารางเซน)	CR (มิลลิเมตรต่อปี)
K55	600	-682	5.57	0.0465
K55	1200	-688	3.47	0.0376
L80-13Cr	600	-499	1.53	0.0169
L80-13Cr	1200	-392	1.05	0.0138

เมื่อได้ผลของอัตราการกัดกร่อนแล้วเราจึงสามารถนำค่าอัตราการกัดกร่อนที่ได้ไปคาดการณ์อายุการใช้งานของท่อตามมาตรฐาน API 5CT นั้นค่ามาตรฐานที่เป็นค่าที่สามารถยอมรับได้ของอัตราการกัดกร่อนในอุตสาหกรรม ปี โตรเลียมอยู่ที่ -12.5% จากความหนาของท่อเดิมที่เกิดการสูญเสีย ไป ในกรณีนี้ท่อที่นำมาทำการทดสอบคือท่อ ขนาด 3 V2 นิ้ว หรือ 88.9 มิลลิเมตร (เส้นรอบวงนอกของท่อ) โดยท่อขนาดนี้จะมีค่าความหนาของท่อเท่ากับ 6.45 มิลลิเมตร ตามมาตรฐาน API 5CT และผลที่ได้จากการคำนวณอายุการใช้งานของท่อนั้นแสดงในตารางที่ 4

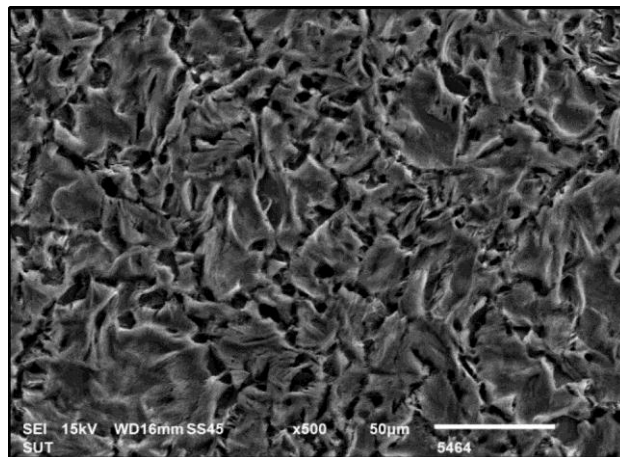
ตารางที่ 4 ตารางแสดงอายุการใช้งานของท่อตามมาตรฐาน API 5CT

API 5CT	การดาดทราย (เบอร์)	CR (มิลลิเมตรต่อปี)	ความหนาของท่อ (มิลลิเมตร)	อายุการใช้งานของท่อทั้งหมด (ปี)	ค่ามาตรฐาน -12.5% (ปี)
K55	600	0.0465	6.45	139	17.42
K55	1200	0.0376	6.45	172	21.54
L80-13Q	600	0.0169	6.45	382	47.93
L80-13Q	1200	0.0138	6.45	467	58.70

จากผลการทดสอบด้วยเครื่อง SEM สามารถแสดงให้เห็นถึงพื้นผิวของออกไซด์ ฟิล์มที่เกิดขึ้นภายหลังการทดสอบการกัดกร่อนด้วยหลักการไฟฟ้าเคมีนั้น ดังแสดงในรูปที่ 2(ก) และ 2(ข) ที่กำลังขยาย 500 เท่า

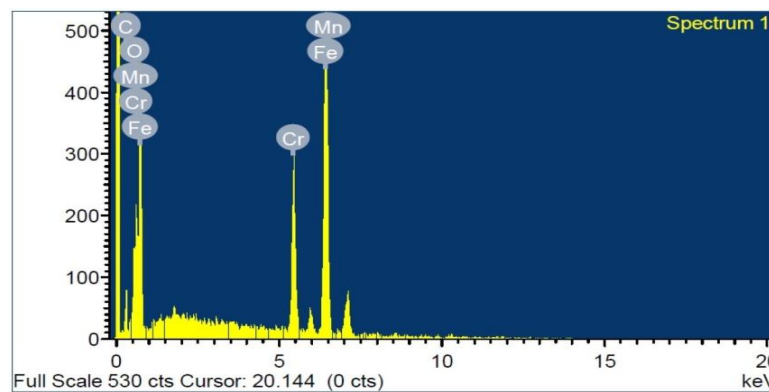


รูปที่ 3(ก) ภาพพื้นผิวภายหลังการทดสอบการกัดกร่อน L80-13Cr

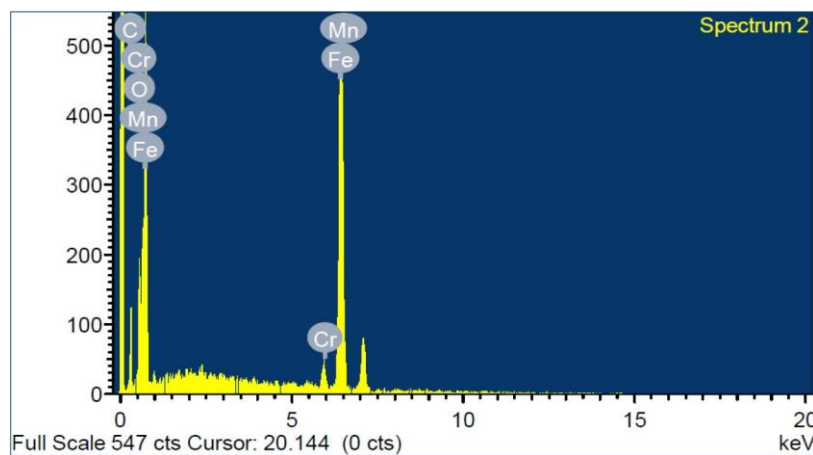


รูปที่ 3(ข) ภาพพื้นผิวภายหลังการทดสอบการกัดกร่อน K55

จากการทดวิเคราะห์ด้วยเครื่อง SEM สามารถวิเคราะห์ ห้องค์ประกอบของธาตุของออกไซด์ ฟิล์มที่เกิดขึ้นภายหลังการทดสอบการกัดกร่อนได้ดังแสดงในรูปที่ 4(ก) และ 4(ข) โดยจะทำการยิงรังสี X-Ray ลงไปที่ชิ้นงานเพื่อ ตรวจจับรังสีที่สะท้อนกลับขึ้นมา หรือเรียกว่า ED



รูปที่ 4 ค่าพลังงาน Spectrum ออกไซด์ฟิล์ม ของท่อ L80-13Cr



รูปที่ 4 ค่าพลังงาน Spectrum ออกไซด์ฟิล์ม ของท่อ K55

5. อภิปรายผลการวิจัย

5.1 จากผลการทดลองที่ได้จากการทดสอบการกัดกร่อนนั้นทำให้ทราบได้ว่าท่อที่มีโครเมียมผสมอยู่ (L80-13Cr) จะมีค่าศักย์ไฟฟ้ากัดกร่อนที่สูงกว่า และ ค่าความหนาแน่นกระแสไฟฟ้ากัดกร่อนที่ต่ำกว่า เมื่อเทียบกับท่อที่ไม่มีโครเมียมเป็นส่วนผสม และเมื่อนำไปคำนวณอัตราการกัดกร่อน ก็จะทำให้ทราบอย่างชัดเจนได้ว่า ท่อที่มีโครเมียม (L80-13Cr) นั้นมีอัตราการกัดกร่อนที่ต่ำกว่า และเมื่อนำไปคาดการณ์อายุการใช้งานของท่อ ก็จะส่งผลให้มีอายุการใช้งานที่นานกว่าท่อที่ไม่มีโครเมียมเป็นส่วนผสม (K55) ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าท่อที่มีโครเมียมเป็นส่วนผสมจะแสดงพฤติกรรมด้านทานการกัดกร่อนได้ดีกว่า และอายุการใช้งานของท่อก็จะนานกว่าตามไปด้วย เมื่อ เทียบกับท่อที่ไม่มีโครเมียมเป็นส่วนผสมและเมื่อวิเคราะห์ผลของผลอัตราการกัดกร่อนในท่อทั้งสอง ที่ความหนาแน่น ที่แตกต่างกันนั้น นั่นคือท่อที่มีการเตรียมพื้นผิวที่กระด้างทรายเบอร์ 1200 ซึ่งมีความหนาแน่นผิวที่ดีกว่าท่อที่เตรียมพื้นผิวด้วยกระด้างทราย เบอร์ 600 จากผลการทดลองทำให้ทราบว่าการเตรียมพื้นผิวชิ้นงานที่ดีกว่า จะส่งผลให้มีความสามารถในการ ด้านทานการกัดกร่อนได้ดีกว่าเช่นกัน เนื่องจากท่อที่เตรียมผิวท่อในอุตสาหกรรมปิโตรเลียมนั้นทำได้ยากและมีค่าใช้จ่ายที่สูง จึงไม่เป็นที่นิยมเตรียมผิวชิ้นงานในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

5.2 จากผลที่ได้จากการทดสอบด้วยกล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอนแบบส่องกราด (SEM) ในท่อที่ไม่มีโครเมียม ผสมอยู่พบว่ามีการกัดกร่อนทั่วพื้นผิว หรือเรียกว่า Uniform corrosion และในท่อที่มีโครเมียมผสมอยู่นั้น พบ รอยกัดกร่อนมีลักษณะเป็นรูเข็ม (Pitting) หรือเรียกว่า Pit corrosion และโดยทั่วไปแล้วการเกิดการกัดกร่อน แบบทั่วผิวหน้า (Uniform corrosion) นั้นจะมีอัตราการกัดกร่อน ที่มีค่า ความรุนแรงกว่า และทำลายพื้นผิวของท่อมากกว่า การเกิดการกัดกร่อนแบบรูเข็ม (Pit corrosion) และเมื่อ เทียบกับผลของ ค่าคำนวณอัตราการกัดกร่อนในตารางที่ 3 และ ผลที่ได้จากการทดสอบด้วยกล้องจุลทรรศน์อิเล็กตรอน แบบส่องกราด (SEM) ผลที่ได้นั้นสอดคล้องกัน

ผลิตภัณฑ์ที่ได้ภายหลังจากการทดสอบการกัดกร่อนของท่อทั้งสองเกรดนั้น องค์ประกอบของออกไซด์ฟิล์ม นั้นประกอบไปด้วย ธาตุเหล็ก (Fe) เป็นหลัก และจะแตกต่างกันที่ท่อในเกรด L80-13Cr องค์ประกอบออกไซด์จะพบ ธาตุโครเมียม (Cr) เป็นอีกหนึ่งองค์ประกอบหลักที่นอกเหนือจากออกไซด์ฟิล์มของเหล็ก (Fe) ซึ่งผลที่ได้นั้นได้ สอดคล้องกับผลที่ได้จากการวิเคราะห์คุณสมบัติทางเคมีของท่อทั้งสองที่นำมาทำการทดสอบ

ดังนั้นจึงยืนยันได้ว่าท่อในเกรด L80-13Cr มีความต้านทานการกัดกร่อนได้ดีกว่าท่อในเกรด K55 และที่ความหนาแน่นผิวที่ดีกว่าก็จะต้านทานการกัดกร่อนได้ดีกว่าเช่นกัน

ข้อเสนอแนะในงานวิจัยครั้งต่อไป

1. ในการศึกษาวิจัยครั้งต่อไปสามารถนำสารละลายในแหล่งการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอื่นๆมาทำการ ทดสอบอัตราการกัดกร่อนได้
2. สามารถเตรียมสารละลาย หรือจำลองสภาวะแวดล้อมของการกัดกร่อน เพื่อทำการทดสอบต่อไปได้
3. สามารถนำชิ้นงานไปทำการเคลือบผิวด้วยแก๊สชนิดต่างๆ เพื่อทดสอบว่าการเคลือบผิวแบบใดมีความสามารถในการต้านทานการกัดกร่อนที่ดีกว่า

6. เอกสารอ้างอิง

- [1] Ahmad, Z. (2006). Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control. Oxford: Butterworth-Heinemann.
- [2] Beavers, J. (2000). Fundamentals of corrosion. ใน Peabody's Control of Pipeline Corrosion, 2nd ed., R. Bianchetti, 297 - 317. Houston, TX: NACE International.
- [3] Blackburn, N.A. (1994). Downhole Material Selection for Clyde Production Wells. Theory and Practice. SPE 27604.
- [4] Chen, c. F., Lu, M. X., B., et al., (2005). Effect of Chromium on the Pitting Resistance of Oil Tube Steel in a Carbon Dioxide Corrosion System. Corrosion (Vol. 61, pp. 596-601). NACE International, Houston, TX.
- [5] De Waard, c., Lotz, B. and Williams, D.E. (1991). Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines Corrosion. 47(12): 976. NACE International, Houston, TX.
- [6] Fontana, M.G. (1986). Corrosion Engineering. New York: McGraw-Hill.
- [7] Heidersbach, R. (2011). Metallurgy and corrosion control in oil and gas production.
- [8] Kane, R. (2006). Corrosion in Petroleum Production Operations. Metals Handbook, (Vol. 13C) Corrosion: Corrosion in Specific Industries. Metals Park, OH: ASM International (pp. 922-9