



**T.C.  
İSTANBUL ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**



**Yüksek Lisans Tezi**

**PETROL TUBİNG ÇELİĞİNİN MİKROBİYAL KOROZYON  
DAVRANIŞININ İNCELENMESİ**

**Duygu ARSLAN**

**Biyoloji Anabilim Dalı**

**Temel ve Endüstriyel Mikrobiyoloji Programı**

**DANIŞMAN  
Prof. Dr.Esra İLHAN SUNGUR**

**Ekim, 2019**

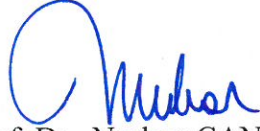
**İSTANBUL**

Bu çalışma, 21.10.2019 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Biyoloji Anabilim Dalı, Temel ve Endüstriyel Mikrobiyoloji Programında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

**Tez Jürisi**



Prof. Dr. Esra İLHAN SUNGUR(Danışman)  
İstanbul Üniversitesi  
Fen Fakültesi



Prof. Dr. Nurhan CANSEVER  
Yıldız Teknik Üniversitesi  
Kimya-Metalürji Fakültesi



Doç. Dr. Duygu KADAİFÇİLER  
İstanbul Üniversitesi  
Fen Fakültesi



20.04.2016 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin 9/2 ve 22/2 maddeleri gereğince; Bu Lisansüstü teze, İstanbul Üniversitesi’nin aboneli olduğu intihal yazılım programı kullanılarak Fen Bilimleri Enstitüsü’nün belirlemiş olduğu ölçütlere uygun rapor alınmıştır.

Bu tez, İstanbul Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri Yürütücü Sekreterliğinin 28699 numaralı projesi ile desteklenmiştir.

## ÖNSÖZ

Yüksek lisans öğrenime başladığım ilk günden itibaren, bana yol gösteren, yoğun iş temposu arasında kıymetli zamanını ayırıp sabırla ve büyük bir ilgiyle değerli bilgilerini benimle paylaşan, her sorun yaşadığımda yanına çekinmeden gidebildiğim, güler yüzünü ve samimiyetini benden esirgemeyen, tecrübeleriyle bana ışık tutan, benim için danışman hoca tanımından daha fazlası olan Sayın Prof. Dr. Esra İLHAN SUNGUR'a,

Tez çalışmamın araştırılması ve yürütülmesi ilgi ve desteğini esirgemeyen, engin bilgi ve tecrübelerinden yararlandığım, yönlendirme ve bilgilendirmeleriyle çalışmamı bilimsel temeller ışığında şekillendiren Sayın Prof. Dr. Nurhan CANSEVER'e,

Çalışmalarım esnasında içten ve samimi duygularıyla manevi desteğini benden esirgemeyen çok değerli Sayın Doç. Dr. Duygu KADAİFÇİLER'e, tez çalışmamın çeşitli aşamalarında yardımlarını esirgemeyen Sayın Araş. Gör. Dr. Miray ONAN'a,

Yüksek lisans öğrenimim boyunca her zaman yanımda olan bana dostluk ve arkadaşlığın anlamını yaşatarak öğreten Dr. Tuba ÜNSAL ve Uzman Biyolog Tuğçe TÜCCAR' a, desteğini hiçbir zaman esirgemeyen Uzman Biyolog Yasemin ÜNLÜ YOKUŞ ve Uzman Biyolog Simge ARKAN ÖZDEMİR' e, lisans öğrenime başladığım ilk günden itibaren hayatıma dokunmuş ve her koşulda yanımda olarak beni yalnız bırakmayan biricik arkadaşlarım Öğr. Gör. Merve YILDIRIM ve Uzman Biyolog Alican Bahadır SEMERCİ' ye, Biyolog Selin ARMAĞAN' a, desteklerinden dolayı Serdar VATANSEVER' e,

Beni bu günlere sevgi ve saygı kelimelerinin anlamlarını bilecek şekilde yetiştirerek getiren ve benden hiçbir zaman desteğini esirgemeyen bu hayattaki en büyük şansım olan aileme,

en içten dileklerle sonsuz teşekkürler.

Ekim 2019

Duygu ARSLAN

# İÇİNDEKİLER

Sayfa No

ÖNSÖZ .....	iv
İÇİNDEKİLER.....	v
ŞEKİL LİSTESİ .....	vii
TABLO LİSTESİ.....	ix
SİMGE VE KISALTMA LİSTESİ.....	x
ÖZET .....	xi
SUMMARY .....	xiv
1. GİRİŞ .....	1
2. GENEL KISIMLAR.....	3
2.1. PETROL REZERVUARLARININ ÖZELLİKLERİ .....	5
2.2.    PETROL    REZERVUAR    EKOSİSTEMLERİNDEKİ MİKROORGANİZMALARIN KÖKENİ.....	7
2.3 PETROL REZERVUARLARINDA BULUNAN MİKROORGANİZMALAR .....	8
2.4.1. Sülfat İndirgeyen Bakteriler (SRB) .....	8
2.4.2. Metanojenler .....	8
2.4.3. Fermentatif Mikroorganizmalar .....	10
2.4.4. Demir, Nitrat ve Mangan İndirgeyen Bakteriler .....	11
2.4. PETROL ENDÜSTRİSİNDE KOROZYON.....	12
2.4.1. CO <sub>2</sub> Korozyonu .....	13
2.4.2. Ekşi Korozyon (H <sub>2</sub> S Korozyonu).....	14
2.4.3. Oksijen Korozyonu.....	15
2.4.4. Hidrojen Çatlak Korozyonu .....	15
2.4.7. Mikrobiyolojik Olarak İndüklenen Korozyon (MIC).....	16
2.5.    MİKROBİYOLOJİK    KOROZYONUN    İZLEME    VE DEĞERLENDİRİLMESİNDE KULLANILAN TEKNİKLER .....	18
2.5.1. Elektrokimyasal Olmayan Yöntemler .....	19
2.5.1.1. Gravimetrik Yöntem.....	19
2.5.2. Elektrokimyasal Yöntemler.....	19
2.5.2.1. Korozyon Potansiyeli ( $E_{kor}$ ) .....	20
2.5.2.2. Elektrokimyasal Empedans Spektroskopisi (EIS).....	20

2.5.3. SEM Görüntüleme Analizi .....	20
2.6. PETROL VE GAZ ENDÜSTRİSİNDE KOROZYONUN AZALTILMASI .....	21
2.6.1. Uygun Malzemelerin Seçimi .....	21
2.6.2. İnhibitörlerin Kullanımı.....	21
2.6.3. Koruyucu Kaplamaların Kullanımı .....	22
2.6.4. Katodik Koruma .....	22
<b>3. MALZEME VE YÖNTEM.....</b>	<b>24</b>
3.1. ÜRETİM SU ÖRNEĞİNİN ALINMASI.....	24
3.2. N80 ÇELİK KUPONLARIN DEĞERLENDİRİLMESİ.....	25
Şekil 3.2: a) Deney numunesi olarak kullanılan tubing borusu ve b) tubing borusundan elde edilen deney kuponları. ....	26
3.2.1. Gravimetrik Yöntemde Kullanılacak Kuponların Hazırlanması.....	26
3.2.2. Elektrokimyasal Deneylerde Kullanılacak Kuponların Hazırlanması .....	28
3.3. LABORATUVAR ÖLÇEKLİ DENEY VE KONTROL DÜZENEKLERİNİN KURULUMU VE İŞLETİMİ .....	29
3.4. KOROZYON ANALİZLERİ.....	30
3.4.1. Gravimetrik Analiz.....	30
3.4.2. Elektrokimyasal Analiz .....	31
3.4.3. SEM Analizi .....	32
3.5. İSTATİSTİKSEL ANALİZLER.....	32
3.6. ANALİZLERDE KULLANILAN ÇÖZELTİLER .....	32
3.6.1. R2A Agar Besiyeri .....	32
3.6.2. Tiyoglikolat Besiyeri .....	33
3.6.3. %10'luk Nitrik Asit Çözeltisi.....	33
3.6.4. %2.5 Glutaraldehit Çözeltisi .....	33
<b>4. BULGULAR.....</b>	<b>34</b>
4.1. GRAVİMETRİK ANALİZ SONUÇLARI .....	34
4.2. ELEKTROKİMYASAL ANALİZLER .....	39
4.2.1. Polarizasyon Eğrilerinin Değerlendirilmesi .....	41
<b>5. TARTIŞMA VE SONUÇ .....</b>	<b>57</b>
<b>KAYNAKLAR.....</b>	<b>60</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ .....</b>	<b>72</b>

## ŞEKİL LİSTESİ

### Sayfa No

<b>Şekil 2.1:</b> a) Hidrojen çatlak korozyonu (Piping-world, 2019), b) Hidrojenin çeliklerdeki davranışlarını gösteren şematik diyagram (Shi ve diğ., 2015). ....	16
<b>Şekil 2.2:</b> HIC ve SSC çatlaklarının şeması (Esaklul ve diğ., 2017). ....	16
<b>Şekil 2.3:</b> MIC korozyonundan etkilenen boru hattı (Popoola ve diğ., 2013). ....	18
<b>Şekil 3.1:</b> Üretim suyu örneğinin alındığı (a) MK3 seperatörü ve (b,c)seperatörde birleşen petrol kuyularından görseller. ....	25
<b>Şekil 3.2:</b> a) Deney numunesi olarak kullanılan tubing borusu ve b) tubing borusundan elde edilen deney kuponları. ....	26
<b>Şekil 3.3:</b> Gravimetrik yöntem için hazırlanan kuponlar. ....	27
<b>Şekil 3.4:</b> Laboratuvar ölçekli deney düzeneği. ....	28
<b>Şekil 3.5:</b> Elektrokimyasal deneyler için hazırlanan kuponlar. ....	29
<b>Şekil 3.6:</b> Laboratuvar ölçekli (a) deney ve (b) kontrol düzenekleri. ....	30
<b>Şekil 4.1:</b> Üretim suyuna maruz bırakılmış kontrol ve deney kuponlarına ait makroskobik görüntüler; a) 720 sa kontrol, b) 1440 sa kontrol, c) 2160 sa deney, d) 2880 sa deney. ....	35
<b>Şekil 4.2:</b> Deney düzeneğindeki N80 çelik kuponun 1080. sa'lık maruziyet sonrasında yüzeyinde oluşan korozyon ürünlerinin genel görünümü (a (Bar=500 µm) ve b (Bar=50µm)). ....	35
<b>Şekil 4.3:</b> N80 çelik kuponların korozyon hızı verilerinin zamana bağlı değişimi. ....	37
<b>Şekil 4.4:</b> Deney düzeneğindeki N80 çelik kuponun 1080 sa sonrasında yüzeyindeki korozyon ürünlerinin oluşturduğu tabakalar arasındaki bakterilere ait SEM görüntüsü. Bar= a)40µm b)10µm. ....	37
<b>Şekil 4.5:</b> Deney kupon yüzeyinin 1140 sa sonrasındaki SEM görüntüleri (a,b). Bakteriler ok ile işaretlenmiştir. Bar=100 µm. ....	38
<b>Şekil 4.6:</b> 1080 sa'lık üretim suyuna maruziyet sonrasında korozyon ürünleri temizlenmiş kuponların SEM görüntüleri; a) Deney kuponu, Bar=500 µm; b) Kontrol kuponu, Bar=500 µm. ....	38
<b>Şekil 4.7:</b> Deney ve kontrol kuponlarına ait korozyon hızı değerlerinin zamana bağlı değişimi. ....	40

<b>Şekil 4.8:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 0. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	41
<b>Şekil 4.9:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 6. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	42
<b>Şekil 4.10:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 8. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri ....	43
<b>Şekil 4.11:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 24. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	44
<b>Şekil 4.12:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 48. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	45
<b>Şekil 4.13:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 72. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	46
<b>Şekil 4.14:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 96. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	47
<b>Şekil 4.15:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 144. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	48
<b>Şekil 4.16:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 168. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	49
<b>Şekil 4.17:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 336. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	50
<b>Şekil 4.18:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 504. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	51
<b>Şekil 4.19:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 720. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	52
<b>Şekil 4.20:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 1080. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	53
<b>Şekil 4.21:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 1440. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	54
<b>Şekil 4.22:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 2160. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	55
<b>Şekil 4.23:</b> Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 2880. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri. ....	56



## TABLO LİSTESİ

	<b>Sayfa No</b>
<b>Tablo 3.1:</b> N80 çeliğin kimyasal bileşimi.....	26
<b>Tablo 4.1:</b> MK3 seperatörüne ait kimyasal parametreler. ....	34
<b>Tablo 4.2:</b> Deney süresince N80 çelik kuponların ağırlık kayıpları ve korozyon hızı verileri.....	36
<b>Tablo 4.3:</b> N80 çelik kuponlarının elektrokimyasal deney sonuçları. ....	39



## SİMGE VE KISALTMA LİSTESİ

<b>Simgeler</b>	<b>Açıklama</b>
°C	: Santigrat
g	: Gram
sa	: Saat
mpy	: Yılda bir mil

<b>Kısaltmalar</b>	<b>Açıklama</b>
<b>MIC</b>	: Mikrobiyolojik olarak indüklenen korozyon
<b>SEM:</b>	Taramalı elektron mikroskobu
$E_{kor}$	: Korozyon potansiyeli
$V_{kor}$	: Korozyon hızı
$i_{kor}$	: Korozyon akımı
<b>SRB</b>	: Sülfat indirgeyen bakteriler

## ÖZET

### PETROL TUBİNG ÇELİĞİNİN MİKROBİYAL KOROZYON DAVRANIŞININ İNCELENMESİ

#### YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Duygu ARSLAN**

**İstanbul Üniversitesi**

**Fen Bilimleri Enstitüsü**

**Biyoloji Anabilim Dalı**

**Danışman : Prof. Dr.Esra İLHAN SUNGUR**

Petrol gerek yakıt olarak gerekse de mikroorganizmaların varlığını idame ettirebilmesi için iyi bir enerji kaynağıdır. Petrolün sahip olduğu fizikokimyasal koşullar ve mikroorganizmaların metabolik aktiviteleri bir araya geldiğinde, petrol üretiminde kullanılan metal aksamalarda ciddi korozyon problemleri ve dolayısı ile de büyük ekonomik kayıplar oluşabilmektedir. Petrol rezervuarlarında bulunan mikroorganizmalar, sulu ortamda lokalize değişiklikleri indükleyerek mikrobiyolojik olarak indüklenmiş korozyona (MIC) neden olabilirler. MIC'in, petrol boru hatları ve depolama tanklarında neden olduğu hasarlardan kaynaklı ciddi ekonomik kayıplara yol açtığı bilinmektedir. Petrol ve gaz endüstrisindeki tüm korozyon problemlerinin yaklaşık %20'sinin mikroorganizmalar tarafından oluşturulduğu bildirilmiştir.

Bu çalışma kapsamında Adıyaman petrol sahasından alınan petrol su fazının, petrol üretiminde sıklıkla kullanılan N80 çeliğinin mikrobiyal korozyon davranışı üzerine etkisi hem

gravimetrik hem de elektrokimyasal yöntemler ile 4 ay süresince incelenmiştir. Mikrobiyolojik korozyonun tespiti için biri test diğeri kontrol olmak üzere iki farklı laboratuvar ölçekli düzenekaynı koşullar altında çift tekrarlı olarak kurulmuştur. Deney ortamı olarak Adıyaman petrol sahasından alınan üretim suyu kullanılmıştır. Deneyler, petrol su fazı örneğinin alındığı bölgedeki sıcaklık olan 70°C'de gerçekleştirilmiştir. Gravimetrik analiz için, kuponlar belirli zaman aralıklarında(24, 48, 72, 96, 144, 168, 336, 720, 1080, 1440, 2160, 2880 sa) düzeneklerden çıkarılmış ve ağırlık kayıpları hesaplanmıştır. Elektrokimyasal deneylerde potansiyodinamik polarizasyon yöntemi esas alınmıştır. Ölçümler yukarıda belirtilen zamanlarda gerçekleştirilmiştir.  $I_{kor}$  değerlerinden korozyon hızı hesaplanmıştır. Deney ve kontrol kurulmuştur. Metal yüzeyi, taramalı elektron mikroskobu (SEM) ile incelenmiştir.

Deney ve kontrol kuponlarının ağırlık kayıplarının zamanla arttığı (sırasıyla,  $p < 0.01$  ve  $p < 0.01$ ) tespit edilmiş olup, en yüksek ağırlık kaybı değerleri 2880. sa'da sırasıyla 0.3343g/cm<sup>2</sup> ve 1.7928 g/cm<sup>2</sup> olarak saptanmıştır. Deney ve kontrol kuponlarındaki en yüksek korozyon hızları ise sırasıyla 24 ve 2880. sa'lerde 25.55 mpy ve 54.39 mpy olarak tespit edilirken, en düşük korozyon hızları ise sırasıyla 2160 ve 72. sa'lerde 8.09 mpy ve 9.30 mpy olarak belirlenmiştir. Deney kuponlarının korozyon hızının 720. sa'te kadar kontrolün korozyon hızından yüksek olduğu fakat devamında azaldığı tespit edilmiştir. Bu durum, 720. sa'te kadar metalde oluşan korozyondan mikroorganizmaların sorumlu tutulabileceğine işaret etmektedir. Nitekim 1080. sa'te kupon yüzeyinden alınan SEM görüntüsü de bu bulguyu destekler niteliktedir. SEM analizi sonucunda deney süresince deney kuponlarının yüzeyinde kumsu yapıda ve üst üste tabakalar halinde korozyon ürünlerinin oluştuğu tespit edilmiştir.

168.sa'te kadar deney kuponlarının korozyon potansiyelinin kontrolünkine göre daha soy değerlerde, sonraki saatlerde ise daha aktif değerlerde olduğu tespit edilmiştir. Deney kuponlarına ait en aktif korozyon potansiyeli değeri 504. sa'te -0.888 V olarak saptanmıştır. Kontrol düzeneğine ait korozyon potansiyeli değerlerinin deney süresince değişkenlik gösterdiği, en soy değere 2160. sa'te (-0.640), en aktif değere ise 168. sa'te (-0.830) ulaştığı saptanmıştır. Deney kuponlarının maksimum korozyon hızı 504. sa'te 71.11 mpy olarak, en düşük korozyon hızı ise 8. sa'te 2.17 mpy olarak belirlenmiştir. Kontrol kuponlarının ulaştığı en yüksek korozyon hızı değeri 2880. sa'te 54.66 mpy, en düşük korozyon hızı değeri ise 720. sa'te 0.08 mpy olarak tespit edilmiştir. 1080. sa'te kadar deney kuponlarının korozyon hızının kontrolünkinden anlamlı derecede yüksek ( $p < 0.05$ ) olduğu, fakat devamında azaldığı tespit

edilmiştir. Bu durum mikrobiyolojik olarak indüklenen korozyona uğradığına işaret etmektedir.

Sonuç olarak hem elektrokimyasal hem de gravimetrik deneylerden elde edilen veriler üretim suyuna maruz kalan N80 çeliğinin mikrobiyolojik olarak korozyona uğradığını göstermektedir.

Ekim 2019, 87 sayfa.

**Anahtar kelimeler:**N80 çelik, Mikrobiyal indüklenmiş korozyon (MIC), Üretim suyu, Elektrokimyasal testler, Ağırlık kaybı



## **SUMMARY**

### **INVESTIGATION OF MICROBIAL CORROSION BEHAVIOR OF PETROLEUM TUBING STEEL**

#### **M.Sc. THESIS**

**Duygu ARSLAN**

**İstanbul University**

**Institute of Graduate Studies in Sciences**

**Department of Biology**

**Supervisor : Prof. Dr.Esra ILHAN SUNGUR**

Petroleum is a rich source of energy for both fuel and the maintenance of microorganisms. When the physicochemical conditions of the oil and the metabolic activities of the microorganisms come together, serious corrosion problems can occur in the metal parts used in oil production leading to economic losses. Microorganisms present in petroleum reservoirs can cause microbiologically induced corrosion (MIC) by inducing localized changes in the aqueous medium. MIC is known to cause serious economic losses due to damage in oil pipelines and storage tanks. It has been reported that approximately 20% of corrosion problems in the oil and gas industry are caused by microorganisms.

In this study, the effect of oil water phase taken from oil field in Adiyaman on microbial corrosion behavior of N80 steel using petroleum system was carried out for 4 months by both

gravimetric and electrochemical methods. Two different laboratory scale devices, one as a test and one as a control for microbiological corrosion, were installed in duplicate under the same conditions. Potentiodynamic polarization method was used in electrochemical experiments. Measurements were performed at the times indicated above. Corrosion rate was calculated from the  $I_{\text{corr}}$  values. Experiment and control have been established. Metal surface was examined by Scanning Electron Microscopy (SEM).

The weight loss of the test and control coupons was found to increase with time ( $p < 0.01$  and  $p < 0.01$ , respectively), and the highest weight loss values were found to be  $0.3343 \text{ g / cm}^2$  and  $1.7928 \text{ g / cm}^2$  at 2880 h, respectively. The highest corrosion rates in the test and control coupons were determined as 25.55 mpy and 54.39 mpy at 24 and 2880 h, respectively, while the lowest corrosion rates were found to be 8.09 mpy and 9.30 mpy at 2160 and 72 h, respectively. It was found that the corrosion rate of the test coupons was higher than the corrosion rate of the control up to 720 h, but decreased after that. This indicates that microorganisms can be held responsible for corrosion occurring in metal up to 720 h. As a matter of fact, the SEM image taken from the surface of the coupon at 1080 h also supports these findings. As a result of the SEM analysis, it was found that during the experiment, corrosion products were formed on the surface of the test coupons in sandy structure and in superimposed layers.

It was determined that the corrosion potential of the test coupons was higher than the control values until 168th hour and more active values in the following hours. The most active corrosion potential of the test coupons was found to be  $-0.888 \text{ V}$  at 504 h. It was found that the corrosion potential values of the control device varied during the experiment, reaching the highest value at 2160 h ( $-0.640$ ) and the most active value at 168 h ( $-0.830$ ). The maximum corrosion rate of the test coupons was determined as 71.11 mpy at 504 h and the lowest corrosion rate was 2.17 mpy at 8 h. The highest level of corrosion rate reached by control coupons was found to be 54.66 mpy at 2880 h, and the lowest rate of corrosion at 0.08 mpy at 720 h. It was found that the corrosion rate of the test coupons was significantly higher than the control ( $p < 0.05$ ), but decreased after 1080 hours. This indicates that microbiologically induced corrosion occurred.

As a result, the data obtained from both electrochemical and gravimetric experiments indicate that the N80 steel exposed to the produced water is subjected to microbiological corrosion.

October 2019,87pages.

**Keywords:**N80 steel, Microbiologically induced corrosion (MIC), Produced water, Electrochemical tests, Weight loss measurements





## 1. GİRİŞ

Petrol rezervuar kayaçları, genel olarak tortul kökenli olup gözeneklerinde su içerir. Bu su, gözeneklerden sızar ve petrolün yapısına katılır. Bu nedenle, çok karmaşık içeriğe sahip petrol ve gaz üretimi sırasında üretilen su, üretim suyu olarak adlandırılır. Üretim suyu, petrol ve gaz üretimi sırasında üretilen atık sudur. Petrol kuyularından elde edilen üretim suyu, genellikle formasyon suyundan (rezervuardaki petrolle bağlantılı su) ve enjeksiyon suyundan (petrolün yüzeye zorlanması için hazneye enjekte edilen su) (Ekins ve diğ., 2007) oluşur.

Üretim sularının kimyasal bileşimi, rezervuarın jeolojik oluşumuna, üretim kuyusunun yaşına ve çıkarılan petrol ürününe bağlı olarak üretim platformları arasında büyük ölçüde değişmektedir. Bununla birlikte, genel olarak, üretim suları inorganik bileşikler (iz metaller), uçucu aromatik bileşikler (benzen, toluen, etilbenzen, ksilenler), polisiklik aromatik hidrokarbonlar (PAH'lar) (örneğin naftalen), fenoller, organik asitler ve katkı maddeleri içerir. Ayrıca atık suyu olarak da adlandırılan bu sular, genellikle yüksek miktarda CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, çeşitli tuzlar (Na<sup>+</sup>, K<sup>+</sup>, Ca<sub>2</sub><sup>+</sup>, Cl<sup>-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> vb.), petrol gazları, kondensatlar, kum ve korozyon ürünleri gibi yan ürünleri de içermektedir (Lo'pez ve diğ., 2003; Liu ve diğ., 2009). Normalde O<sub>2</sub>, üretim suyunda jeolojik olarak bulunmaması gerekirken, sondaj çamuru, havayla temas etmiş atık suyun aynı rezervuara enjeksiyonu ve sistem kaçakları gibi faktörlerden dolayı düşük düzeyde de olsa karşımıza çıkabilmektedir.

Üretim suyu içeriğinde bulunan bazı gazlar veya kimyasal maddeler hem petrol endüstrisinde çalışanların güvenliği hem de metalik malzemelerin korozyon gibi ciddi sorunlara yol açabilir. Örneğin, H<sub>2</sub>S sitotoksik bir gaz olup insanlarda kısırlığa ve hatta ölüme neden olabilir. Ayrıca metalik malzemelerde ciddi korozyon hasarlarına yol açtığı da bilinmektedir. H<sub>2</sub>S ve CO<sub>2</sub> gibi gazların petrol borularının iç yüzeylerinde neden oldukları korozyon, kolayca kontrol edilememesi nedeniyle en pahalı korozyon sorunudur. Boruların iç yüzeyleri korozyona maruz kalırsa, malzeme bozulmalarına uğrar, bu da mukavemet, süneklik, darbe dayanımı, sızdırmazlık ve benzeri gibi mekanik özelliklerin kaybına neden olur. Bunlar, büyük ekonomik kayıplara neden olan nihai başarısızlığa yol açabilir. Bu nedenle kullanılacak petrol boru hattı ürünlerinin malzeme ve korozyon kontrol teknolojileri çok güvenilir olmalıdır.

Korozyon, elektrokimyasal bir süreç olduğu için korozyonun türünü ve hızını, metalin temasta olduğu ortamın tuzluluğu, pH'sı, sıcaklığı, korozif gaz yoğunluğu; mikrobiyolojik korozyonu ise total mikroorganizma topluluğunun türü, içeriği ve yoğunlukları ile birlikte özellikle aktiviteleri belirlemektedir. Mikroorganizmaların korozyona sebep olması ve korozyonun hızının mikroorganizmalarca artırılması mikrobiyal korozyon, biyokorozyon veya mikrobiyolojik etkiden kaynaklanan korozyon (Microbially Induced Corrosion-MIC) olarak tanımlanmaktadır. Mikrobiyal korozyon farklı bakteri türleri tarafından gerçekleştirilen oldukça karmaşık, birbirini etkileyen bir seri reaksiyon sonucu gerçekleşmektedir (Videla, 2001; Beech ve Sunner, 2004). Mikroorganizmaların petrol rezervuarlarında canlılıklarını sürdürebilmeleri, o ekosistemin fiziksel özelliklerine ve kimyasal bileşimine bağlıdır. Ortamın sıcaklık, tuzluluk ve pH değerleri ve redoks potansiyeli ile birlikte ortamda bulunan elektron verici ve alıcıların elverişliliği, rezervuar ortamının fizikokimyasal doğasını etkileyen temel unsurlardır (Magot ve diğ., 2000). Mikroorganizmalar biyofilm oluşturarak, hücre dışı polisakkarit maddeler (EPS) üreterek, altında çatlak korozyonunun gelişmesi için uygun bir ortam olan birikintileri üreterek, metabolik ürünleriyle korozif asidik bir ortam yaratarak, ortama korozyonu engellemek için ilave edilen kimyasalları parçalayarak ve korozyon reaksiyonlarını direkt etkileyerek (katodik veya anodik reaksiyonları hızlandırarak) korozyonu hızlandırabilirler (Videla, 2001; Videla ve Herrera, 2005).

Bu tez çalışmasında, ülkemizdeki bakteriler açısından zengin olduğu bilinen petrol üretim bölgelerinden biri olan Adıyaman bölgesinden alınan petrol üretim suyunda hem bu bölgede hem de genel petrol üretim faaliyetlerinde sıklıkla kullanılan N80 çeliğinin korozyon davranışını elektrokimyasal ve ağırlık kaybı yöntemleri ile inceleyerek, korozyonda mikroorganizmaların rolünün olup olmadığını ortaya konulması amaçlanmıştır.

## 2. GENEL KISIMLAR

Dünya nüfusunun önümüzdeki 40 yıl içinde yaklaşık %45 oranında artacağı ve yüzyılın ortalarında 9 milyardan fazla olacağı tahmin edilmektedir (ABD Sayım Bürosu, 2006). Kişi başına enerji tüketimi, yaşam standardının iyi bir göstergesidir. Dünya nüfusu ve yaşam standartlarını iyileştirme arzusu enerjiye olan talebin artmaya devam edeceğini göstermektedir (Hall ve diğ., 2003). Milletlerin ekonomik refahı ve güvenliği, toplumların enerji kaynaklarını ve ihtiyaçlarını nasıl yönettiğine bağlıdır. Bu noktada önemli bir soru, gelecekteki daha fazla olacak enerji talebini nasıl karşılayacağımızdır. Tarihsel olarak, fosil yakıtlar - petrol, kömür ve doğal gaz yakılması - dünya enerji ihtiyacının %85'inden fazlasını sağlamaktadır (Energy Institute, 2008). Fosil yakıt enerjisine bağımlılık, atmosferdeki CO<sub>2</sub> oranını arttırarak küresel iklim değişikliğini teşvik etmektedir. Bu nedenlerden dolayı enerji kaynaklarımızı karbon içermeyen yakıtlar ile çeşitlendirme gerekliliği doğmuştur. Yine de, en iyimser tahminlerde bile yenilenebilir enerji kaynaklarının 2030 yılına kadar dünyanın gereksinimlerinin %10'undan azını oluşturacağı tahmin edilmektedir (Energy Institute, 2008). En kritik enerji ihtiyacı ulaşım sektörüdür. Etanol ve geleneksel olmayan yağ kaynakları gibi petrol dışı kaynakların kullanımının (şeyl yağı, gazdan sıvıya ve kömür-sıvılar) önemli ölçüde artacağı öngörülmekle birlikte, her birinin yalnızca 2030 yılına kadar talebin %10'undan azını karşılayacağı düşünülmektedir (Enerji Bilgi Ajansı, 2007). Böylece, ham petrol yakın gelecekte de ulaşımında kullanılan enerji kaynağı olmaya devam edecektir.

Ham petrol, dünyadaki en önemli enerji kaynaklarından biridir (Costa ve diğ., 2012; Tiwari ve diğ., 2016). Çeşitli endüstrilerde hammadde olarak kullanılır (Lucia ve diğ., 2006; Varjanive Upasani, 2017a). Bununla birlikte ham petrol insanlar için dolaylı bir enerji kaynağı olmasının dışında, özellikle mikroorganizmalar için enerjinin elde edildiği bir besin kaynağı olarak büyük önem arz etmektedir. Petrol rezervuarlarının karakteristik özellikleride mikroorganizmaların hayatta kalmasında veya büyümesinde hayati öneme sahiptir (Belyaev ve Ivanov, 1983; Orphan ve diğ., 2001; Liang ve diğ., 2016). Böylece, petrol rezervuarlarındaki ham petrol ve üretim suyu, petrol rezervuar koşulları ile ilişkili yerel mikroorganizma grupları ile bir araya gelerek ekstrem bir çevre oluşturmaktadır (Magot ve diğ., 2004; Cheng ve diğ., 2007; Li ve diğ., 2010; Meckenstock ve diğ., 2016). Bu nedenle,

petrol rezervuarı özelliklerini ve bunun mikrobiyal ekolojisini incelemek önem arz etmektedir (Davydova-Charakhchyan ve diğ., 1992; Magot ve diğ., 2004; Cheng ve diğ., 2007; Yang ve diğ., 2016).

Ham petrol rezervuarında meydana gelen mikrobiyal faaliyetler, ham petrolün kimyasal bileşimi ve fizikokimyasal özellikleri üzerinde önemli bir etkiye sahiptir (Stetter ve Huber, 1999; Fathepure, 2014; Varjani ve Upasani, 2016a). Bu nedenle, ham petrol rezervuarlarındaki mikrobiyal faaliyetlerin ham petrolün ekonomik değerini veya kullanma koşullarını etkilediği söylenebilir (Liamleam ve diğ., 2007; Davidova ve diğ., 2012; Tiwari ve diğ., 2016). Mikroorganizmaların ham petrol üzerine etkisi olumlu (ağır ham petrolün viskozitesindeki azalma, kullanımını artırır) veya olumsuz (sondaj ekipmanı korozyonu veya rezervuarda ekşime) yönde olabilir (Liamleam ve diğ., 2007; Davidova ve diğ., 2012; Nalini ve Parthasarathi, 2013; Varjani ve Upasani, 2016a; Hussain ve diğ., 2016). Çeşitli araştırmacılar, petrol rezervuarı ekosistemlerinde mikrobiyal topluluk dinamiğinin önemini bildirmişlerdir (Li ve diğ., 2013; Yang ve diğ., 2016).

Bir petrol sahası rezervuarı, yüksek sıcaklık, basınç, tuzluluk ve tamamen anoksik koşullara sahip ekstrem bir ortamdır (Ollivier ve diğ., 1997; Nazina ve diğ., 2007; Li ve diğ., 2010; Li ve diğ., 2013) ve farklı türdeki inorganik iyonlar (sülfat, nitrat) ve organik bileşikler (alkanlar, alkenler, sikloalkanlar, aromatik hidrokarbonlar vb.) gibi büyük miktarda organik maddeler içerir (Vetriani ve diğ., 2004; Cheng ve diğ., 2007; Yang ve diğ., 2016; Varjani, 2017). Petrol rezervuarları, fermentatif bakteriler, sülfat indirgeyen bakteriler (SRB), sintrofik bakteriler ve metanojenler ve daha birçok mikroorganizma dahil olmak üzere çok çeşitli anaerobik mikroorganizmalar bakımından zengin olan büyük biyo-reaktörlerdir (Orphan ve diğ., 2001; Grabowski ve diğ., 2005; Li ve diğ., 2010; Mayumi ve diğ., 2011; Fowler ve diğ., 2012; Bian ve diğ., 2015; Liang ve diğ., 2016; Meckenstock ve diğ., 2016). Sülfat indirgeyen bakterilerin (SRB) petrol sahası ekosistemlerine özgü olduğu bildirilmiştir. İlk SRB üretim suyundan izole edilmiştir (Bastin ve diğ., 1926). Sülfat indirgeyen bakterilerin su dağıtım sistemlerinde, petrol sahalarında ve petrol ve gaz sistemlerinde korozyona sebep olduğu ve ayrıca rezervuar kaynaklarında ekşimeye sebep olduğu bildirilmiştir (Li ve diğ., 2010; Davidova ve diğ., 2012; Zhao ve diğ., 2016). Petrol sahası ekosistemlerinde ve petrol hidrokarbonunun etkilediği ortamlarda baskın olarak gerçekleşen mikrobiyal meabolik aktiviteler arasında, sülfat indirgemesi, fermentasyon, asetojeniz ve metanojeniz, nitrat indirgemesi, demir ve mangan

indirgemesi sayılabilir (Dang ve diğ., 1996; Myhr ve Torsvik, 2000; Feng ve diğ., 2011; Zhao ve diğ., 2016).

## 2.1. PETROL REZERVUARLARININ ÖZELLİKLERİ

Petrol rezervuarekosistemlerinin fizikokimyasal özellikleri, içlerinde bulunan mikroorganizmaların hayatta kalmasında ve büyümesinde hayati bir rol oynamaktadır (Li ve diğ., 2010; Costa ve diğ., 2012). Sıcaklık, bu ekosistemlerde önemli mikrobiyal büyüme sınırlayıcı faktörlerden biridir (Stetter ve Huber, 1999; Varjani ve Upasani, 2017c). Petrol rezervuarlarının doğal sıcaklığı 10-124°C arasında değişmektedir (Bachmann ve diğ., 2014). Sıcaklık, ortalama 3°C/100 m derinlik oranında artar, ancak bölgesel jeotermal gradyanlar farklı olabilir. Derinlikleri 4030-4700 m arasında değişen derin petrol rezervuarlarında sıcaklık 130-150°C arasında değişmektedir. Bu nedenle, bu tür derin petrol rezervuarlarında (130-150°C'yi aşan sıcaklığa sahip) yaşamın sürdürülmesi beklenmemektedir. Çünkü bu sıcaklık, biyolojik bileşiklerin termal kararsızlığı nedeniyle büyüme için en yüksek teorik sınır olarak kabul edilmektedir (Stetter ve diğ., 1993a). Mikroorganizmaların maksimum 80°C ila 90°C sıcaklıkta varlığını sürdürebildiği, bu sıcaklığın üstünde yerel bakterilerin hayatta kalamadığı bildirilmiştir (Philippi, 1977; Barth, 1991; Grassia ve diğ., 1996). Mikroorganizmaların 3500 m derinlikte var oldukları tespit edilmiştir (Stetter ve Huber, 1999). Rezervuarlarında ham petrol biyodegradasyonu ise maksimum 82°C'de gözlemlenmiştir (Philippi, 1977). Barth (1991), Kuzey Amerika petrol rezervuarlarından topladığı numunelerin, 80°C'de maksimum yağ asidi konsantrasyonları gösterdiğini tespit etmiş olup, bu sonuçlar, maksimum biyobozunmanın 80°C'nin altında ve termal dekarboksilasyonunun ise 80°C'nin üzerinde gerçekleştiğini göstermektedir. 80°C ve 102°C'ye kadar yüksek sıcaklıklarda büyüyen mikroorganizmaların hipertermofilik türleri, petrol rezervuarlarından izole edilmiş ve bu türlerin deniz suyu enjeksiyonlarından kaynaklanan eksojen bakterileri temsil ettiği öne sürülmüştür (Stetter ve diğ., 1993b).

Üretim sularının pH, basınç ve tuzluluk oranı da bakteri aktivitesinde hayati bir öneme sahiptir (Li ve diğ., 2013; Fathepure, 2014). Li ve diğ. (2013), üretim suyunun genel olarak pH'ı 5-8 aralığındadır. pH, gazların yüksek basınç altında çözünmesinden etkilendiği için atmosferik basınçta ölçülen pH her zaman *in situ* pH ile aynı değildir (Varjani ve Upasani, 2017a). Petrol rezervuarlarının *in situ* pH'sı genellikle 3 ila 7 değerleri arasındadır. Petrol rezervuarlarındaki basıncın (500 atm'ye kadar), *in situ* bakterilerin gelişimi için engel

oluşturmadığı rapor edilmiştir (Stetter ve diğ., 1993b). Üretim suyunun tuzluluğu (TDS), petrol kuyusunun bulunduğu yere bağlı olarak 8.000 ile 200.000 mg/l arasında değişmektedir. 10.000 mg/l'ye kadar tuzluluk oranına sahip petrol rezervuarlarındaki halofilik bakterilerin oranı %30 olarak gözlenmiştir (Junzhang ve diğ., 2014). Bu oran düşük tuzluluk oranlarında yaklaşık iki kat fazla olarak gözlenmektedir. Yüksek tuzluluk oranlarındaki petrol rezervuarlarında, anaerobik ve denitrifikasyon bakterilerinin sayıca fazla olmadıkları rapor edilmiştir (Junzhang ve diğ., 2014).

Petrol rezervuarlarındaki bakteriyal metabolizma, mevcut elektron vericilerinin ve alıcılarının türünden de etkilenebilmektedir (Barth, 1991; Liamleam ve diğ., 2007; Davidova ve diğ., 2012). Petrol rezervuarları çok düşük redoks potansiyeline sahiptir ve bazı elektron alıcılarını örneğin  $O_2$ ,  $NO_3$  ve  $Fe^{+2}$  içermedikleri bilinmektedir (Li ve diğ., 2013; Meckenstock ve diğ., 2016). Sert suların farklı konsantrasyonlarda  $SO_4$  ve  $CO_3$  içermesi, bu ekosistemlerde baskın olan başlıca metabolik işlemlerin metanojenez, sülfat indirgenmesi, fermentasyon ve asetogenez olduğu varsayımına yol açmaktadır (Feng ve diğ., 2011; Meckenstock ve diğ., 2016; Wilkes ve diğ., 2016; Yang ve diğ., 2016).  $CO_2$ ,  $H_2$  ve bazı organik moleküller bu ekosistemlerde bulunan başlıca elektron vericileridir (Yang ve diğ., 2016). Ayrıca asetat, benzoat, bütirat, format, propiyonat, naftenik asitler vb. çeşitli organik asitler de birçok ham petrol rezervuarında bulunmaktadır (Barth 1991; Bian ve diğ., 2015). Ham petrol, aralarında alifatik ve aromatik hidrokarbonların, azot ve kükürt heterosikliklerinin bulunduğu farklı organik moleküllerin mikroorganizmalar tarafından parçalanması ile oluşur (Boll ve diğ., 2014; Varjani ve diğ., 2015; Varjani, 2017). Reçineler ve asfaltenler anaerobik metabolizma için potansiyel elektron vericilerdir (Varjani, 2017). Rezervuarlarda bulunmaları, tek bir karbon ve enerji kaynağı olarak ham petrol kullanan zorunlu anaerobların metabolik aktivitesinin bir göstergesidir (Meckenstock ve diğ., 2016; Wilkes ve diğ., 2016). Petrol rezervlerinde N ve P bulunabilirliğine ilişkin çok az sayıda araştırma yapılmıştır (Li ve diğ., 2010; Feng ve diğ., 2011).  $N_2$ , azot fikse eden bakteriler tarafından özümlenmektedir. Petrol rezervuarındaki N ayrıca azot- heterosiklik bileşikler olarak da bulunabilmektedir (Li ve diğ., 2010).

## 2.2. PETROL REZERVUAR EKOSİSTEMLERİNDEKİ MİKROORGANİZMALARIN KÖKENİ

Petrol rezervuardan örnekleme ve petrol geri kazanımı için rezervuarlara su basımı, petrol rezervuarlarının kontaminasyonuna neden olabilir (Stetter ve diğ., 1993b; Varjani ve diğ., 2013). Kontaminasyon, dışsal kaynaklı mikroorganizmaların ortaya çıkmasının yanı sıra, bu ekosistemlerin doğal mikrobiyal topluluklarını da etkileyen geçici veya kalıcı olarak rezervuar jeokimyasını değiştirebilir (Stetter ve diğ., 1993b; Magot ve diğ., 2004). Bazı mikroorganizmaların hayatta kalma kabiliyetleri yüksektir ve rezervuarlara girdikten sonra uzun süre hayatta kalabildikleri rapor edilmiştir (Magot ve diğ., 1997a; Magot ve diğ., 2004; Li ve diğ., 2010; Feng ve diğ., 2011; Bian ve diğ., 2015). Petrol rezervuarları için yerli oldukları belirten mikrobiyal türlerin belirlenmesi için iki ana kriter göz önünde bulundurulmaktadır: (a) petrol rezervuarı içindeki mevcut koşullarla izolatu optimum büyüme şartlarının karşılaştırılması ve (b) dünyadaki petrol rezervuarı numunelerindeki türün küresel dağılımının karşılaştırılması (Feng ve diğ., 2011; Varjani ve diğ., 2015). Mikroorganizmaların büyümesi için optimum sıcaklık ve tuzluluğun, *in situ* sıcaklık ve tuzluluğun kesin bir yansıması olmadığı bildirilmiştir. Bu nedenle, mikroorganizmanın optimum büyümesinin ayrıca rezervuarın ekolojik koşullarına tabi olduğu da söylenebilir (Grassia ve diğ., 1996; Mormile ve diğ., 2003, Vreeland ve diğ., 2007; Varjani ve Upasani, 2017a). Mormile ve diğ. (2003) ve Vreeland ve diğ. (2007), izole edildikleri ekosistemlerden nispeten daha düşük tuz toleransına sahip tuz kristallerinden halofilik ve halo-toleranslı mikroorganizmaların izole edildiğini bildirmiştir. Bu nedenle, minimum ve maksimum büyüme sınırlarının ve petrol rezervuar koşullarının uzun süre hayatta kalma kabiliyeti açısından göz önünde bulundurulması önerilmektedir (Magot ve diğ., 2004; Mayilraj ve diğ., 2009). Ek olarak, yavaş büyüyen izolatların büyüme sınırlarının değerlendirilmesinde dikkatli olunmalıdır. Çünkü uzun inkübasyon süresinden dolayı yanlış negatif sonuçlar alınabilir. Petrol rezervuarından izole edilen mikroorganizmalar, izole edildikleri ekosistemin özelliklerinin bir göstergesidir. Fakat bu kriterin sınırlandırılması, kontaminasyon ile o rezervuarda bulunan mikroorganizmaların asıl mikroorganizmalardan ayrılamamasıdır (Bian ve diğ., 2015).

## 2.3 PETROL REZERVUARLARINDA BULUNAN MİKROORGANİZMALAR

Petrol mikrobiyolojisi, ham veya rafine edilmiş petrol ürünlerini metabolize eden veya değiştiren mikroorganizmaların incelenmesiyle uğraşan bir mikrobiyoloji dalıdır (Feng ve diğ., 2011; Varjani ve Upasani, 2017a). Bu mikroorganizmalar oleofilik veya hidrokarbonoklastik mikroorganizmalar olarak da bilinirler (Varjani ve Upasani, 2016c; Varjani ve Upasani, 2017c) ve hidrokarbonları degrede edebilen geniş bir bakteri ve arke dağılımını içerebilmektedirler (Liamleam ve diğ., 2007; Hussain ve diğ., 2016; Varjani ve Upasani, 2017a). Petrol rezervuarlarında bulunan çeşitli bakteri grupları aşağıda detaylı bir şekilde belirtilmiştir.

### 2.4.1. Sülfat İndirgeyen Bakteriler (SRB)

SRB'ler petrol rezervuar ekosistemlerinden geri kazanılan ilk mikroorganizmalardır (Bastin ve diğ., 1926). Hussain ve diğ. (2016), şu ana kadar petrol rezervuarlarından 60 cins ve 220'den fazla SRB türünün tanımlandığını bildirmişlerdir. SRB'ler kısmen dört farklı bakteri filumunda ve iki Archaea domaininde sınıflandırılmışlardır. Bakteriye filumlar şunlardır: (a) *Proteobacteria* (Galushko ve Rozanova, 1991; Magot ve diğ., 1992; Rees ve diğ., 1995, Tardy-Jacquenod ve diğ., 1996; Okoro ve diğ., 2017), (b) *Firmicutes* (Nazina ve diğ., 1988; Madigan ve diğ., 2006; Okoro ve diğ., 2017), (c) *Nitrospira* (Hussain ve diğ., 2016) ve (d) *Thermodesulfobacterium*. Diğerleri Archaea domaini içindeki filum *Euryarchaeota* (*Archaeoglobus* cinsi) ve *Crenarchaeota* (*Thermocodium* ve *Caldivirga* cinsi) içerisinde sınıflandırılmıştır (Stetter ve diğ., 1993b; Beeder ve diğ., 1994; Madigan ve diğ., 2006; Hussain ve diğ., 2016). Petrol rezervuarındaki SRB'ler zorunlu anaeroblardır. Solunum işlemi için, elektron alıcısı olarak  $SO_4^{-2}$  veya diğer oksijenli sülfür bileşiklerini ( $SO_3^{-2}$ ,  $S_2O_3^{-2}$ ,  $S_4O_6^{-2}$ ) ve elementer kükürtü kullanmaktadır (Tardy-Jacquenod ve diğ., 1996; Liamleam ve diğ., 2007; Davidova ve diğ., 2012).

### 2.4.2. Metanojenler

Metanojenler, petrol rezervuarlarının ekosistemlerinde önemli bir mikroorganizma grubudur (Belyaev ve Ivanov, 1983; Orphan ve diğ., 2001; Nazina ve diğ., 2007; Liang ve diğ., 2016; Okoro ve diğ., 2017). Metanojenik arkeler, filum *Euryarchaeota*'ya aittir ve beş gruba ayrılırlar: *Methanobacteriales*, *Metanococcales*, *Metanomicrobiales*, *Metanosarcinales* ve *Methanopyrales* (Madigan ve diğ., 2015). Biyojenik metan oluşum süreci, metanojenizasyon olarak



adlandırılır (Belyaev ve Ivanov, 1983; Fowler ve diğ., 2012; Yang ve diğ., 2016). Metanojenik arkeler, indirgeme potansiyelinin çok düşük olduğu katı anaerobik koşullarda organik madde bozulmasının son aşamasında yer alırlar (Belyaev ve Ivanov, 1983; Liang ve diğ., 2016). Metanojenler  $H_2$ ,  $CO_2$ , asetat, metilamin ve dimetilsülfidleri metabolize etmektedirler (Orphan ve diğ., 2001; Mayumi ve diğ., 2011; Yang ve diğ., 2016; Okoro ve diğ., 2017). Biyolojik aktiviteleri, aktivitelerinin nihai ürünü metan olduğundan, metan üretim hızı veya üretilen metan hacmi ile ölçülür (Nazina ve diğ., 2007). Petrol rezervuar ekosistemlerinde metanojenlerin gelişimi ve aktivitesi sıcaklık, tuz içeriği ve pH gibi fizikokimyasal faktörlerden etkilenmektedir (Belyaev ve Ivanov, 1983; Orphan ve diğ., 2001; Fowler ve diğ., 2012; Liang ve diğ., 2016). Tüm bu faktörler arasında tuz içeriği ve  $O_2$  hayati bir rol oynamaktadır. ppm seviyesindeki  $O_2$  konsantrasyonuna bile duyarlıdırlar (Fowler ve diğ., 2012; Yang ve diğ., 2016). Mezofilik ve termofilik metanojenik arkeler, çeşitli NaCl konsantrasyonlarına sahip petrol rezervuar ekosisteminde bulunurlar (Belyaev ve Ivanov, 1983; Mayumi ve diğ., 2011; Yang ve diğ., 2016). Bununla birlikte, eş zamanlı olarak yüksek sıcaklık ve yüksek tuz konsantrasyonlarının varlığı, metanojenlerin aktivitesini engelleyebilmektedir (Fowler ve diğ., 2012). Bazen petrol rezervuarında, kimyasal elektron alıcılarının ( $SO_4^{2-}$ ,  $SO_3^{2-}$ ,  $S_2O_3^{2-}$ , S) olmaması nedeniyle sintrofik büyüme görülebilmektedir (Orphan ve diğ., 2001). Bu mekanizmada elektronlar, metanojenik arkeler tarafından  $H_2$  kullanılarak biyolojik bir alıcıya aktarılır (Nazina ve diğ., 1988; Nazina ve diğ., 2007). Metanojenik arkelerin S indirgeme sürecinde  $H_2S$  ürettiği bilinmektedir (Nazina ve diğ., 1988; Orphan ve diğ., 2001).

Kullanılan substrata bağlı olarak, metanojenler aşağıdaki üç ana gruba ayrılır: (a) Hidrojenotrofik metanojenler (Belyaev ve diğ., 1986; Davydova-Charakhchyan ve diğ., 1992; Ollivier ve diğ., 1997; Mayumi ve diğ., 2011; Okoro ve diğ., 2017); (b) Metilotrofik metanojenler (Obraztsova ve diğ., 1987; Nazina ve diğ., 1988; Ni ve Boone, 1991; Cheng ve diğ., 2007; Okoro ve diğ., 2017); ve (c) Asetoklastik metanojenler (Orphan ve diğ., 2003; Mayumi ve diğ., 2011; Okoro ve diğ., 2017).

Mezofilik hidrojenotrofik metanojenler, NaCl konsantrasyonunun düşük olduğu petrol rezervuarlarından izole edilmişlerdir. Petrol rezervuarlarındaki *Methanobacteriales* takımına ait *Methanobacterium ivanovii* ve *Methanobacterium bryantii*' nin varlığı sırasıyla Belyaev ve diğ. (1986) ve Davydova-Charakhchyan ve diğ. (1992) tarafından bildirilmiştir. Ollivier ve

diğ. (1997), Alsace (Fransa)'daki petrol rezervuarlarında *metanomikrobiyal* takımından *Methanoplanus petrolearius*'un var olduğunu bildirmişlerdir. Ollivier ve diğ. (1997), Fransa, Alsace'deki bir petrol rezervuarından izole edilen yeni bir türe *Methanocalculus halotolerans* adını vermişlerdir. *Methanocalculus halotolerans*'ın, H<sub>2</sub> kullanan ve %5w/v NaCl konsantrasyonunda optimum şekilde büyüyen yerli bir tür olduğunu; ancak, %12w/v'ye kadar NaCl konsantrasyonunu tolere edebildiği bildirilmiştir.

Son yıllarda Okoro ve diğ. (2017), Çin' in bir petrol sahasında ham petrol üreten rezervuarlarda yer alan mikrobiyal toplulukları ve baskın biyokimyasal süreçleri araştırmışlardır. Asetoklastik metanojenezin, SO<sub>4</sub><sup>-2</sup> zenginleştirilmiş kültürlerde metan oluşumunun baskın biyokimyasal yolu olabileceği ve SO<sub>4</sub><sup>-2</sup> varlığında alternatif bir metanojenik yol olacağı sonucuna varmışlardır. Son otuz yıldır rezervuarı ekosistemlerindeki asetatin doğrudan asetoklastik metanojenlerden ziyade sentetik bir konsorsiyum tarafından dolaylı olarak bozulduğu bildirilmektedir (Orphan ve diğ., 2001; Nazina ve diğ., 2007).

#### 2.4.3. Fermentatif Mikroorganizmalar

Fermentatif mikroorganizma grupları da, petrol rezervuar ekosistemlerinden izole edilmişlerdir (Grassia ve diğ., 1996; Grabowski ve diğ., 2005; Nazina ve diğ., 2007; Okoro ve diğ., 2017). Şekerler, proteinler, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> ve hidrokarbonlar bu mikroorganizma grubu için elektron vericisi görevi görmektedir. Metabolik işlemlerin sonunda, H<sub>2</sub> ve CO<sub>2</sub> gibi organik asitler ve gazlar üretirler (Okoro ve diğ., 2017). Bu ürünler, petrol rezervuarlarındaki basıncı artırabilir; bu nedenle, fermentatif mikroorganizmalar, mikrobiyal olarak arttırılmış petrol geri kazanımında kullanılabilirler (Nazina ve diğ., 2007; Varjani ve Upasani, 2017b). Gevertz ve diğ. (2000), ilk haloanaerobu petrol brinlerinden izole etmişlerdir. İzolatın, %2.5 NaCl'de, optimum şekilde büyüdüğü, fakat %10 NaCl'ye kadartuz konsantrasyonunu tolere edebildiği rapor edilmiştir. Bununla birlikte yüksek tuzluluk oranına sahip petrol rezervuarlarından fermentatif mikroorganizmalar izole edilmişlerdir. Bu fermentatif halofilik mikroorganizmalar *Haloanaerobiales* (cins *Haloanaerobium*) takımına aittir. Bu takıma ait bazı türler, *Haloanaerobium acetoethylicum* (eski adıyla *Halobacteroides acetoethylicus*) (Rainey ve diğ., 1995) ve *H. Kushneri*' dir (Bhupathiraju ve diğ., 1999). Çoğu *Haloanaerobium* sp. sakkarolitik ve proteolitikdir. Fermentasyon işleminin bir sonucu olarak asetat, çözücüler ve gazlar (H<sub>2</sub> ve CO<sub>2</sub>) üretirler (Rainey ve diğ., 1995; Grassia ve diğ., 1996; Nazina ve diğ., 2007).

Petrol rezervuarlarında mezofilik, termofilik ve hipertermofilik fermentatif mikroorganizmalar bulunmaktadır. Bununla birlikte petrol rezervuar ekosistemlerinde termofilik fermentatif mikroorganizmaların, mezofiliklere göre daha sık araştırıldığı saptanmıştır (Grassia ve diğerleri, 1996; Magot ve diğerleri, 1997a; Grabowski ve diğerleri, 2005; Nazina ve diğ., 2007). Maya özütü fermente eden *Thermococcus celer*, *T. litoralis* ve *Pyrococcus litotrophicus* türleri petrol rezervuarlarında tespit edilmişlerdir (Stetter ve diğ., 1993a; Stetter ve Huber, 1999). Esas olarak rezervuarlara ait olan termofilik fermentatif bakterilerin filum Thermotogae veya Firmicutes üyesi olduğu görülmektedir. Thermotogae izolatlarının petrol rezervuar ekosistemlerine özgü olduğu bildirilmiştir (Davey ve diğ., 1993; Fardeau ve diğ., 1997; Grabowski ve diğ., 2005). Termofilik anaeroblar, endüstriyel potansiyele sahip oldukları için en çok çalışılanlardır. Çünkü 100°C'yi aşan dayanma sıcaklıklarına sahip termostabil enzimler içerirler. Davey ve diğ. (1993), Oklahoma ve Teksas petrol rezervuarlarından örnekler olarak araştırma yapmışlar ve *Geotoga* ve *Petrotoga* (order *Thermotogales*) cinsine ait fermentatif bakterilerin varlığını bildirmişlerdir. *Anaerobaculum thermoterrenum* (organik asit fermenteri) (Rees ve diğ., 1997) ve *Thermovirga lienii* (amino asit degradasyonu) (Dahle ve Birkeland, 2006) gibi *Clostridiales* ordosu üyeleri de petrol rezervuarı ekosistemlerinden izole edilmişlerdir. Magot ve diğ. (1997a, 1997b), Kongo'daki bir Afrika açık deniz petrol rezervuarından orta derecede halofilik *Spirochaeta smaragdinae* ve *Dethiosulfovibrio peptidovorans*'ı izole etmişlerdir.

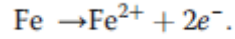
#### 2.4.4. Demir, Nitrat ve Mangan İndirgeyen Bakteriler

Petrol rezervuarı ekosistemlerinde Fe, NO<sub>3</sub> ve Mn indirgeyen mikroorganizmaların varlığı çeşitli araştırma grupları tarafından incelenmiştir (Greene ve diğ., 1997; Myhr ve Torsvik, 2000; Vetriani ve diğ., 2004; Feng ve diğ., 2011; Okoro ve diğ., 2017). *Deferribacter* (Greene ve diğ., 1997) ve *Geobacillus* (Nazina ve diğ., 2001) bakteri cinslerine ait çoklu elektron alıcılarını kullanma kabiliyetine sahip türler, petrol rezervuarlarında rapor edilmiştir. *Geobacillus* izolatları (takım *Bacillales*, filum *Firmicutes*), alkanları yalnızca aerobik koşullar altında parçalama kabiliyetine sahip termofilik mikroaerofillerdir ve bir kısmı NO<sub>3</sub>'ü aerobik olarak indirgeyebilmektedir (Nazina ve diğ., 2001). Greene ve diğ. (1997), ilk termofilik Mn ve Fe indirgeyen *Deferribacter thermophilus*'u İngiltere'nin Kuzey Denizi'ndeki üretim suyundan Beatrice petrol rezervuarı ekosisteminden izole etmişlerdir.

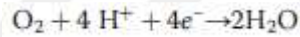
## 2.4. PETROL ENDÜSTRİSİNDE KOROZYON

Petrol ve gaz endüstrisinde çok farklı korozif etkilerle korozyon meydana gelmektedir. Ortamda sulu sistemin varlığı nedeni ile elektrokimyasal korozyon çok fazla yaygındır (Corbin ve Willson, 2007). Elektrokimyasal korozyonda metal, çözeltiliye maruz kaldığında anot olarak davranan bölgelerinde elektron vererek çözünmeye başlar. Bu elektronlar katot olarak davranan bölgelere giderek katot reaksiyonlarını oluşturur. Anot ve katot reaksiyonları denge koşullarında meydana geldiğinden saldırgan koşullar devam ettiği sürece korozyon da devam eder.

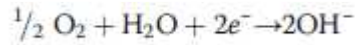
Demir için anodik reaksiyon şu şekildedir:



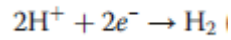
Katot bölgesine giden elektronlar ise ortamda bulunabilecek iyonlarla dört farklı katot reaksiyonu gerçekleştirir (Nimmo ve Hinds, 2003):



(asidik çözeltide oksijen indirgenmesi)



(nötr veya bazik çözeltide oksijen indirgenmesi)

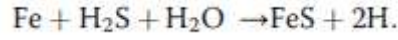


(asidik çözeltiden hidrojen oluşumu)



(nötr sudan hidrojen oluşumu)

$\text{CO}_2$  ve  $\text{H}_2\text{S}$ 'in yaygın olarak bulunduğu petrol ve gaz endüstrisinde su, korozyon için katalizörlerdendir. Su,  $\text{CO}_2$  ve  $\text{H}_2\text{S}$  ile birleştiğinde aşağıdaki reaksiyonları oluşturur (Dean ve Powell, 2006):



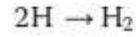
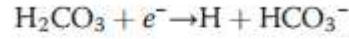
Her iki gaz mevcutsa, yukarıdaki iki reaksiyonun bir kombinasyonu olabilir. Bu ortaya çıkan moleküller, kendilerini katoda bağlarlar veya elektrolite serbest kalırlar ve korozyon işlemi devam eder.

Petrol ve gaz endüstrisindeki korozyon türlerini düzgün bir şekilde sınıflandırmak zordur. Korozyon hasarının görünümü, saldırı mekanizması, endüstri bölümü ve önleyici yöntemler temelinde korozyon bölümlere ayrılabilir. Korozyonun birçok türü ve nedeni vardır. Belirli bir boru sisteminde mevcut olan mekanizma, sıvı bileşimine, servis yerine, geometriye, sıcaklığa ve benzerlerine göre değişmektedir. Tüm korozyon durumlarında, reaksiyonun gerçekleşebilmesi için elektrolit mevcut olmalıdır. Petrol ve gaz üretim endüstrilerinde, ana korozyon mekanizmaları arasında, (Oxford ve Foss, 1958; Brondel ve diğ., 1994);CO<sub>2</sub> korozyonu, ekşi korozyon, oksijen korozyonu, hidrojen çatlak korozyonu, erozyon korozyonu, mikrobiyolojik olarak indüklenen korozyon ve gerilme korozyonu yer almaktadır.

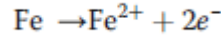
#### 2.4.1. CO<sub>2</sub> Korozyonu

CO<sub>2</sub> korozyonu, petrol ve gaz üretim ve nakliye tesislerinde uzun yıllardan beri bilinen bir problem olmuştur (Kermani ve Herrop, 1996). CO<sub>2</sub>, petrol ve gaz üretim sistemlerindeki ana korozyon faktörlerinden biridir (Nalli, 2010). Kuru CO<sub>2</sub> gazı, petrol ve gaz üretim sistemlerinde karşılaşılan sıcaklıklarda, kendiliğinden aşındırıcı değildir, ancak çelik ile temas eden sulu faz arasında elektrokimyasal reaksiyonu destekleyebileceği sulu bir fazda çözüldüğünde (Dugstad, 1992), suyla karışarak asidik karbonik asiti oluşturur. CO<sub>2</sub> korozyonu sıcaklık, pH değerindeki artış, sulu akışın bileşimi, sulu olmayan fazların varlığı, akış koşulu ve metal karakteristiğinden etkilenir (Gatzky ve Hausler, 1984; Nalli, 2010) ve petrol ve gaz üretiminde karşılaşılan en yaygın korozyon oluşum şeklidir.

CO<sub>2</sub> korozyonu prosesi için çeşitli mekanizmalar öne sürülmüştür, ancak tümü CO<sub>2</sub>'nin suda çözünmesi ile oluşan karbonik asit veya bikarbonat iyonunu içermektedir. En iyi bilinen mekanizma, de Waard ve diğ.(1994), tarafından aşağıda belirtilen şekilde önerilmiştir:



Çelik reaksiyonu ile

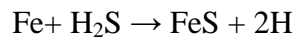


şeklindedir.

#### 2.4.2. Ekşi Korozyon (H<sub>2</sub>S Korozyonu)

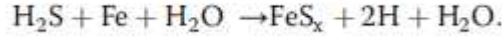
Hidrojen sülfür (H<sub>2</sub>S) ve nem varlığında metalin bozulmasına sebep olan ve sondaj borusuna en çok zarar veren korozyon türüdür. Her ne kadar H<sub>2</sub>S'ın intek başına aşındırıcı etkisi olmasa da, su varlığında aşındırıcı bir madde haline gelmekte (Ray ve diğ., 1978) ve boru hattı gevrekleşmesine yol açmaktadır (Nalli, 2010). H<sub>2</sub>S, suda çözüldüğü zaman zayıf bir asittir ancak hidrojen iyonu kaynağı olduğundan koroziftir.

H<sub>2</sub>S içeren gaz veya sıvılar, yüksek mukavemetli çelikleri gevrekleştirir. Sulu H<sub>2</sub>S ortamları, hidrojen girişine yardımcı olan en etkili ortam olarak dikkate alınmalıdır. Böyle durumlarda, H<sub>2</sub>S, atomik hidrojen oluşturmak üzere çelikle reaksiyona girer.



Açığa çıkan hidrojen, önce metal yüzeyine adsorbe olur, daha sonra iç kısımlara yayılarak hatalı bölgelere yerleşir. pH değeri 8'in üzerinde olan çözeltilerde hasar oluşmaz, çünkü metal yüzeyinde oluşan koruyucu FeS filmi çeliğin korozyonunu durdurur. Eğer çözeltide siyanürler mevcut ise, bu koruyucu filmi parçalar. Korumasız çelik hızla korozyona uğrar ve hidrojen hasarı meydana gelir. Çelikteki gevrekleşme veya çatlama H<sub>2</sub>S'in ppm seviyesindeki varlığında bile devam eder (Brondel ve diğ., 2004)

Ekşi korozyon biçimleri düzgün, oyuklanma ve kademeli çatlamadır. Ekşi korozyonun genel denklemi şu şekilde ifade edilebilir (Chilingar ve Beeson, 1969):



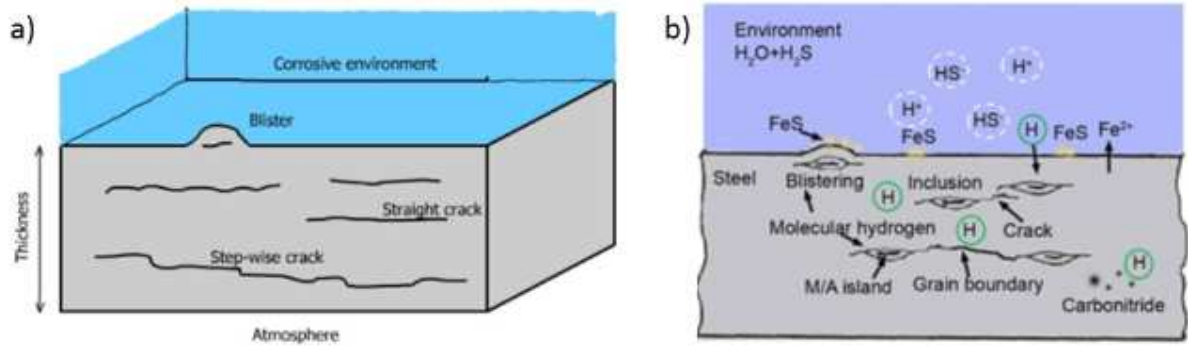
### 2.4.3. Oksijen Korozyonu

Oksijen güçlü bir oksidandır ve metal ile çok hızlı bir şekilde reaksiyona girer. Sondaj sıvılarında çözünen oksijen, sondaj borusu korozyonunun ana nedenidir. Oksijen girişi, kuyu akışkanlarında sızıntı yapan pompa contaları, kılıfları ve proses menfezleri ve açık kapaklar yoluyla gerçekleşir. Katodik reaksiyonlarda depolarizer ve elektron alıcısı olarak oksijen, metalin anodik çözünmesini hızlandırır (Weeter, 1965). Sondaj akışkanlarının bir sondaj borusunun yüzeyleri üzerindeki yüksek hızlı akışı metale oksijen sağlamaya devam eder ve 5 ppm gibi düşük konsantrasyonlarda etkili olur (Snaveley, 1971). Oksijen varlığı, asit gazlarının ( $\text{H}_2\text{S}$  ve  $\text{CO}_2$ ) aşındırıcı etkilerini büyütür.

Oksijenin neden olduğu korozyonun engellenmesi güçtür ve sondaj sıvısı sisteminde pratik değildir. Oksijenle ilişkili korozyon formları temel olarak homojen korozyon ve oyuk tipi korozyondur.

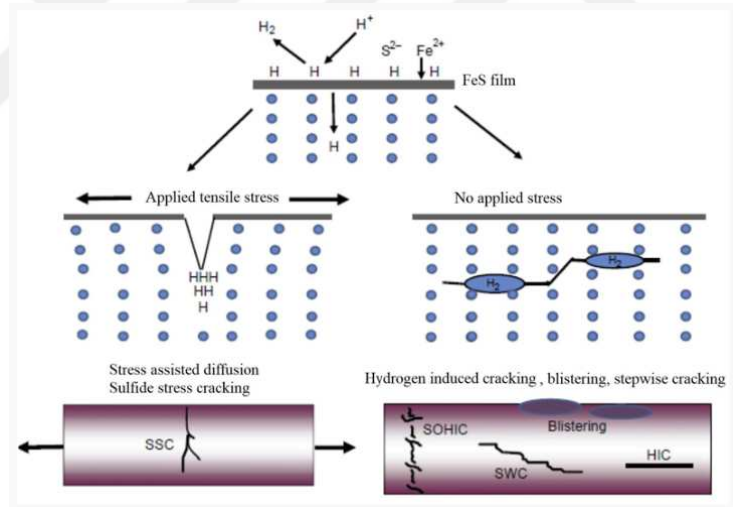
### 2.4.4. Hidrojen Çatlak Korozyonu

Boruhatlarında  $\text{H}_2\text{S}$ 'den kaynaklanan en yaygın çatlama türü hidrojen nedenli çatlama (HIC) dır ve aynı zamanda basamaklı çatlama olarak da bilinir.  $\text{H}_2\text{S}$  ortamında çelik içine yayılan atomik hidrojen, çeliğin kafes yapısı içindeki boşluklara yerleşir ve burada diğer hidrojen atomları ile birleşerek moleküler hidrojeni meydana getirir ( $2\text{H} \rightarrow \text{H}_2$ ) (Adamiec ve diğ., 2003). Eğer hidrojen yüzeye yakın süresizliklerde toplanırsa, yüzeyde kabarcıklar (hidrojen kabarcıklanması) meydana gelir (Staudt ve diğ., 2000). Eğer hidrojen yüzeyden daha içerde toplanırsa, çatlak oluşumuna sebep verecek kadar yüksek miktarlarda basınç oluşturur. Bu şekilde oluşan yüksek iç basınç, boşluk büyümesini ve çatlama başlangıcını artırır. Bu çatlaklar, kalınlık yönünde kademeli meydana gelir ve çelik içindeki gerilmeden bağımsızdır.



**Şekil 2.1:** a) Hidrojen çatlak korozyonu (Piping-world, 2019), b) Hidrojenin çeliklerdeki davranışlarını gösteren şematik diyagram (Shi ve diğ., 2015).

Buna karşın benzer koşullar altında gerilmeler yüksek olduğunda, çatlaklar gerilme yönüne dik yönde oluşma eğilimindedir. Bu tip çatlaklar, gerilme yönlenmeli hidrojen nedenli çatlama olarak isimlendirilir.



**Şekil 2.2:** HIC ve SSC çatlaklarının şeması (Esaklul ve diğ., 2017).

#### 2.4.7. Mikrobiyolojik Olarak İndüklenen Korozyon (MIC)

Mikrobiyal korozyon, çeşitli endüstriyel alanlardaki en büyük problemlerden biri olarak kabul edilmektedir. Biyolojik çoğalma, kirlenme ve korozyon sorunlarına neden olabilir. Çok çeşitli mikroorganizmalar, metallerin korozyon hızını metabolik süreçleriyle artırabilir. Bu mikroorganizmaların korozyonu nasıl etkilediği, literatürde detaylı bir şekilde açıklanmaktadır (Iverson, 1972; Tiller, 1982). Mikroorganizmaların herhangi bir ortamda bulunması, genel korozyondan ziyade lokalize korozyona sebep olmaktadır. Özellikle petrol



iletim boru hatlarında oluşan korozyonun büyük bir kısmından sorumlu oldukları ileri sürülmektedir. Korozyona neden olduğu bilinen bakteri grupları arasında asit üreten bakteriler (APB) (Videla, 2001), sülfat indirgeyen bakteriler (SRB) (Hamilton, 1985), demir bakterileri (IB) (Kobrin, 1993) ve mangan oksitleyici bakteriler (MnOB) (Lee ve diğ., 2013) yer almaktadır. SRB ve APB'ler, petrol ve gazda yaygın olarak bulunan iki bakteri grubudur. SRB'ler  $H_2S$ , APB ise her ikisi de boruya oldukça aşındırıcı etkisi olan asetik asit ve sülfürik asit üretirler. Petrol ve gaz boru hatlarında görülen mikrobiyolojik korozyonda en önemli biyolojik etki SRB'lerdir. Ham petrolün içinde bulunan su, anaerobik ortam ve karbon rezervi, SRB'lerin gelişimi için uygun ortam sağlar. SRB'ler ham petrol bileşimindeki  $SO_4$ 'ü indirgeyerek  $H_2S$  üretmektedir. SRB kolonileri ve diğer bakteri türleri kalıntılar altında uzun süre dormant halde kalabilirler ve daha sonra koşullar olanağına hale geldiğinde hızlıca yayılırlar.  $H_2S$  korozyonu aynı zamanda hidrojenin neden olduğu çeşitli tipte çatlaklara yol açmaktadır.

Mikrobiyal korozyon, ekonomide oldukça önemli kayıplara yol açan birçok korozyon formundan biridir (Koch ve diğ., 2001). Bu korozyon türü özellikle, mikrobiyoloji ve kimya alanında en azından temel bir bilgi birikimi gerektiren disiplinler arası bir konudur. Tanım olarak, çevreyi korozif hale getirmek için agresif metabolitler üreten veya doğrudan metal yüzey üzerinde meydana gelen elektrokimyasal reaksiyona katılabilen çeşitli mikroorganizmaların aktivitesinden kaynaklanan metalik yapıların bozulmasına karşılık gelmektedir. Sulu ortamda bulunan mikroorganizmalar, katı yüzeylerde biyofilm tabakası oluştururlar. Biyofilm, mikroorganizma popülasyonlarından ve bunların hidratlanmış polimerik sekresyonlarından oluşur. Su arayüzündeki aerobik bakterilerden, oksijenin olmadığı metal yüzeyindeki SRB'ler gibi anaerobik bakterileri içeren bir biyofilmde sayısız mikroorganizma bulunabilir. Biyofilmin varlığı, korozyona üç şekilde katkıda bulunabilir:

1. Fiziksel birikim, 2. Aşındırıcı yan ürünlerin üretimi ve 3. Kimyasal reaksiyonun neden olduğu korozyon hücrelerinin depolarizasyonu.

Organik asitler ve  $H_2S$  dahil olmak üzere birçok mikrobiyal metabolizma yan ürününün aşındırıcı etkileri vardır. Bu ürünler, biyofilmde birikebilir ve böylece metalin korozyonunun hızlanmasına neden olabilirler. Korozyon reaksiyonu ürünlerinin birikmesi nedeniyle

korozyon, kendi kendini sınırlama eğilimindedir. Bununla birlikte, mikroorganizmalar bu maddelerin bazılarını metabolizmalarında kullanabilir ve böylece onları anodik ve katodik bölgelerden uzaklaştırabilir. Korozyon ürünlerinin uzaklaştırılması, depolarizasyonu arttırarak daha fazla korozyona sebep olmaktadır. Yüzeydeki korozyona uğramış lokal bölgeler, akış düzeniyle paralellik göstermeyen bir davranış sergiler (Muthukumar ve diğ., 2003).



Şekil 2.3: MIC korozyonundan etkilenen boru hattı (Popoola ve diğ., 2013).

## 2.5. MİKROBİYOLOJİK KOROZYONUN İZLEME VE DEĞERLENDİRİLMESİNDE KULLANILAN TEKNİKLER

MIC oluşumunun araştırması, disiplinlerarası alanlardan bilim insanları ve mühendislerden girdi gerekir ve bu olayı ele almak içinde çeşitli uzmanlık alanlarını birleştirmek önemlidir. MIC'in tanısı, sadece mikrobiyolojik verilere dayandırılmaz. Her şeyden önce, MIC'in oluşmasına neden olan mikroorganizmaların mikrobiyolojik yöntemler ile tanımlanması gerekir. Bu yöntemler, elektrokimyasal incelemelerin yanı sıra yüzey analitik yöntemler (taramalı elektron mikroskobu (SEM)) ile birleştirilebilir. MIC'in saptanması ve izlenmesi için kullanılan teknikler arasında geleneksel elektrokimyasal doğru akım (DC) yöntemleri, alternatif akım (AC) ve elektrokimyasal empedans spektroskopisi (EIS) bulunmaktadır (Little ve diğ., 1992; Little ve Lee, 2007). Mikrobiyal test sonuçlarının yanı sıra, boru hatlarındaki MIC varlığını belirlemek için en iyi yaklaşım, bu farklı tipteki korozyon tespit ve izleme yöntemlerinden ve sistem işletme parametrelerinden gelen verilerin bütünleştirilmesidir. Bu veriler, doğrudan veya dolaylı olarak MIC'i etkileyen akış hızı, sıcaklık, basınç, pigging frekansı, kimyasal işlem geçmişi ve sıvı fizikokimyası (gazların, sıvıların ve katıların kimyasal bileşimi) gibi ana işletim parametrelerini içermektedir.

## 2.5.1. Elektrokimyasal Olmayan Yöntemler

### 2.5.1.1. Gravimetrik Yöntem

Tesis ve ekipmanlarındaki korozyon kayıplarını belirlenmenin en basit ve en uzun süreli metodu, gravimetrik analizdir. Söz konusu metal veya alaşımın tartılmış bir numunesi (kupon) işleme sokulur ve makul bir zaman aralığından sonra da sistemden çıkartılır. Kupon daha sonra tüm korozyon ürünlerinden temizlenir ve yeniden tartılır. Aradaki fark, ağırlık kaybı olarak kaydedilir (Noor ve al-Moubaraki, 2008).

## 2.5.2. Elektrokimyasal Yöntemler

Elektrokimyasal yöntemler, laboratuvar araştırması ve saha çalışmaları için kullanışlıdır. Korozyon olayları hakkında detaylı ve güvenilir bilgi, farklı teknikler özellikle de elektrokimyasal yöntemler ile birleştirildiğinde elde edilebilir. Bununla birlikte, MIC çalışması için elektrokimyasal tekniklerin bazı sınırlamalarının olduğu da rapor edilmiştir (Dexter ve diğ.,1991). Örneğin; tüm elektrokimyasal yöntemler en iyi sonuçları kimyasal ve elektrokimyasal koşulların değişken olmadığı durumda vermesine rağmen, oluşan biyofilm tabakaları değişken koşullar yaratmaktadır.

MIC'yi incelemek için uygulanan elektrokimyasal yöntemler arasında redoks potansiyeli ( $E_{T-o}$ ), korozyon potansiyeli ( $E_{kor}$ ) ölçümü ve elektrokimyasal gürültü analizi (ENA) gibi hiçbir dış sinyalin uygulanmadığı yöntemler yer almaktadır. Bu yöntemlerde, anodik ve katodik polarizasyon eğrileri gibi potansiyelin geniş bir aralıkta tarandığı bir potansiyel veya akım düzensizliği (kutuplanma direnci ( $R_p$ ) ve EIS) uygulanmaktadır (Little ve Lee, 2007). Tüm elektrokimyasal tekniklerde kullanılan elektrotların korozyon hızını tahmin etmek için akım ve/veya voltajı ölçümüne dikkat etmek önemlidir. Elektrot yüzeyinde, elektriksel çift tabaka oluştuğu için bu tabakadaki değişimler, ölçümler sırasında değişir. Bununla birlikte, mikroorganizmaların varlığında, ölçüm sırasında biyofilm oluşacak ve böylece elektrot üzerinde oluşan filmin kalınlığı ve karakteri sürekli değişecektir. Bu, elektrot yüzey reaksiyonları hakkında daha kesin sonuçlar elde etmek için neden farklı elektrokimyasal tekniklerin kullanılmasının gerekli olduğunu açıklar ve bu da MIC mekanizmalarını açıklamak için kullanılabilir (Little ve diğ., 1992; Little ve Lee, 2007).

### 2.5.2.1. Korozyon Potansiyeli ( $E_{kor}$ )

En kolay elektrokimyasal test, korozyon potansiyelini izlemektir. Açık devre potansiyeli olarak da bilinen korozyon potansiyelinin ölçümü için stabil bir referans elektroduna (RE) ve yüksek empedanslı bir voltmetreye ihtiyaç duyulmaktadır.  $E_{kor}$  değerlerinin, özellikle MIC ile ilgili olarak yorumlanması güçtür (Little ve Wagner, 1992).  $E_{kor}$  ölçümleri, genellikle biyofilm oluşumu ve yüksek empedans voltmetresinden etkilenmediği varsayılan sabit bir referans elektrot gerektirir, ancak ek ölçümlerin yapılmadığı durumlarda  $E_{kor}$  değerlerinin yorumlanması zordur. Bu sınırlamaya rağmen, muhtemelen başka hiçbir yöntem yakın zamanda MIC incelemelerini daha fazla kolaylaştırmamıştır.

### 2.5.2.2. Elektrokimyasal Empedans Spektroskopisi (EIS)

EIS, çok çeşitli korozyon olaylarında son derece etkili olduğu kanıtlanmış olgun bir teknik haline gelmiştir. Bu gelişme kısmen, geniş bir frekans ve empedans değer aralığında veri toplamanın optimizasyonuna olanak tanıyan son derece gelişmiş ekipmanların mevcudiyeti ile mümkün olmuştur. Ek olarak, deneysel verilerin uygun bir şekilde uygun eşdeğer devrelere (EC) yerleştirilmesini sağlayan yazılım da mevcuttur. EIS, birçok araştırmacı tarafından MIC'in çeşitli yönlerini incelemek için kullanılmaktadır (Mansfeld ve diğ., 1994).

### 2.5.3. SEM Görüntüleme Analizi

SEM analizinde numune, odaklanmış bir elektron demeti ile taranarak görüntüsü elde edilir. Elektronlar bir katod içinde üretilir, anot tarafından çoğaltıldıktan sonra, manyetik bir mercekle odaklanır ve çeşitli sinyaller (geri saçılmış ve ikincil elektronlar, X-ışını) üreterek numunenin atomlarıyla etkileşime girer. Geri saçılmış ve ikincil elektronlar, üç boyutlu (3B) görüntüler için morfolojik bilgi verir; X-ışını katı yüzeyin bileşimini belirler. En yaygın tespit modu, elektron ışını tarafından uyarılan atomların yaydığı ikincil elektronlardır. En iyi taramalı elektron mikroskopları, 1 nm'den daha iyi bir çözünürlük sağlayabilir (Khandpur, 2015). SEM cihazı ile örnek için fotografik bilgi üretilmesine rağmen, örnek yüzeyinden nicel veri üretilemez. SEM analizinin önemli dezavantajı, yüksek vakum altında çalışmasıdır. Jelatin kıvamındaki biyofilm ve biyofilmin hücre dışı matriksine gömülü mikroorganizma hücreleri, su içeriği buharlaştığında büzölmeye maruz kalır. Özel yöntemlerle bu problem çözülmeye çalışılmaktadır.

## 2.6. PETROL VE GAZ ENDÜSTRİSİNDE KOROZYONUN AZALTILMASI

Petrol sahasındaki korozyon sorunları statik değildir. Akışkan özellikleri zamanla değişerek sistemlerin korozyondan korunma yöntemlerine daha az yanıt vermesine neden olur (Champion Technologies, 2012). Petrol ve gaz endüstrisinde korozyon kontrolü ve önlenmesi için katodik ve anodik koruma, malzeme seçimi, kimyasal dozaj ve iç ve dış kaplamaların uygulanması gibi teknik seçenekler bulunmaktadır. Petrol ve gaz endüstrisinde uygulanan etkin korozyon yönetimi ile korozyonun izlenmesi ve kontrol maliyetlerinin optimizasyonunu sağlayarak, ekonomik kayıpların azaltılabileceği yaygın olarak kabul edilmektedir (Energy Institute, 2008). Korozyonu önlemek için kullanılan yöntemler genel olarak şu şekilde sınıflandırılabilir (Nalli, 2010):

- Uygun malzemelerin seçimi
- İnhibitörlerin kullanımı
- Koruyucu kaplamaların kullanımı
- Katodik koruma

### 2.6.1. Uygun Malzemelerin Seçimi

Mevcut yapı malzemelerinin petrol ve gaz endüstrisinde oluşan korozyona karşı dayanıklı olmadığı fark edildikten sonra, ihtiyaca yönelik olarak yeni malzemelerin bulunmasına yönelim olmuştur. Paslanmaz çelikler, her biri özel bir korozyon direnci ve mekanik kombinasyona sahip geniş bir alaşım yelpazesini kapsamaktadır. Petrol ve gaz uygulamalarında ortamın şartlarına bağlı olarak bu paslanmaz çeliklerin pek çok türü kullanılmaktadır. Smith(2013), tarafından önerilen petrol ve gaz endüstrisinde uygulanabilir korozyona dayanıklı alaşımlar arasında 13Cr, Süper 13Cr, 22Cr-25Cr çift yönlü, 28Cr paslanmaz çelik ve 825 nikel alaşımı bulunmaktadır.

### 2.6.2. İnhibitörlerin Kullanımı

İnhibitörler, petrol ve gaz endüstrisinde kullanılan metallerin yüzeyini korozyondan korumak için kullanılan kimyasallardır. Bu kimyasallar metallerin yüzeyini, ya onlarla birleşerek ya da çevrede kirlenmeye neden olabilecek kirliliklerle reaksiyona girerek korurlar (Rajeev ve diğ., 2012). Bir inhibitör çeşitli şekillerde etkili olabilir: Anodik işlemin veya katodik işlemin hızını, metal yüzeydeki aktif bölgeleri basitçe bloke ederek kısıtlayabilir. Alternatif olarak,

metal yüzeyin potansiyelini artırır ve böylece metalin pasifleşmesine neden olur. Bazı inhibitörlerin başka bir etki şekli ise inhibe edici bileşiğin, yüzeyi korozyondan korumak için yüzeyde ince bir tabaka oluşumuna katkıda bulunmasıdır (Graeme, 2010).

Petrol ve gaz endüstrisinde bir inhibitör kullanılmadan önce göz önünde bulundurulması gereken faktörler arasında toksisite, çevre dostu olma, bulunabilirlik ve maliyet sayılabilir. Organik korozyon önleyiciler, asit ortamlarında çeliklerin korunmasında inorganik bileşiklerden daha etkilidir. İnhibitörlerin aktif bileşenleri arasında uzun zincirli aminler, yağlı amitler, imidazolinler, yağ asitleri ve bunların tuzları yer almaktadır (Rajeev ve diğ., 2012).

### **2.6.3. Koruyucu Kaplamaların Kullanımı**

Ortam ile doğrudan temastan kaçınmak için metalik malzemenin yüzeyinin koruyucu bir tabaka veya bariyer ile kaplanması malzeme ve ekipman ömrünü uzatmaktadır. Bariyer katmanı boya, kaplama, astar, metalik astar veya metalik levhalar olabilir. Aynı zamanda cam elyaf, cam pul, epoksi ve kauçuk gibi malzemeler de mevcuttur. Zaman zaman nikel, çinko ve kadmiyum kaplamalar da tercih edilmektedir (Nalli, 2010). En yaygın kullanılan kaplama yöntemleri yüksek performanslı kompozit kaplama sistemi, yüksek mukavemetli çelikte toz boya için düşük sıcaklık uygulama teknolojisi ve termotit akış güvencesi kaplama teknolojisidir (Shiwei, 2005).

### **2.6.4. Katodik Koruma**

Katodik korumanın ilk uygulaması, teorik temeli kurulmadan çok önce 1824 yılına kadar uzanır ve Sir Humphrey Davy (Morgan, 1987) ile özdeşleşmiştir. Katodik koruma, anot ve katot arasındaki potansiyel farkı en aza indirerek korozyonu azaltma yöntemidir. Bu, yapıya bir akım uygulanarak elde edilir. Yeterli akım uygulandığında, tüm yapı bir potansiyelde olacaktır. Bu nedenle, anot ve katot bölgeleri mevcut olmayacaktır (Guyer, 2009). Normalde kaplamalarla birlikte kullanılır ve ikincil korozyon kontrol tekniği olarak kabul edilebilir.

Katodik koruma sistemi hem oksijenin hem de mikroorganizmaların kontrolü altında gerçekleşen korozyonu önleyecek şekilde tasarlanabilir (Lazzari, 2006). Katodik koruma uygulamanın iki şekilde yapılabilir: Kurban (veya galvanik) anot katodik koruma (SACP) ve etkilenen mevcut katodik koruma (ICCP) (Baeckmann, 1997). İki arasındaki ana fark,

ICCP'nin inert anotlara sahip harici bir güç kaynağı kullanması ve SACP'nin, koruma sağlamak için farklı metalik elementler arasında doğal olarak oluşan elektrokimyasal potansiyel farkını kullanmasıdır.



### 3. MALZEME VE YÖNTEM

Tez çalışması kapsamında, Adıyaman petrol sahasından alınan bakteriler açısından zengin olduğu bilinen üretim suyu örneklerinde petrol üretim borusu olarak kullanılan N80 çeliğinin (tubing boruları) korozyon davranışı gravimetrik yöntem ve elektrokimyasal yöntem ile belirlenmiştir. Ayrıca petrolde ve içerdiği su fazında çok farklı mikroorganizma gruplarının var olduğu bilindiğinden mikroorganizmaların N80 çeliğinin korozyonuna MIC etkisi ortaya konmuştur.

Deneyle iki farklı düzenekte gerçekleştirilmiştir:

1. Laboratuvar ölçekli deney düzeneği; Üretim suyu örneği ve N80 çelik kuponlardan oluşan düzenek eş zamanlı olarak 2 adet kurulmuş ve 2880 sa süresince işletilmiştir. Deney düzeneklerinden 0, 6, 8, 24, 48, 72, 96, 144, 168, 336, 720, 1080, 1440, 2160 ve 2880 sa'larda çıkarılan kuponların bir serisi ile gravimetrik, diğer serisi ile de elektrokimyasal analizler gerçekleştirilmiştir.
2. Laboratuvar ölçekli kontrol düzeneği; steril edilen üretim suyu örneği ve N80 çelik kuponlardan oluşan düzenekte eş zamanlı olarak 2 adet kurulmuş ve 2880 sa süresince işletilmiştir. Deney düzeneklerinden 0, 6, 8, 24, 48, 72, 96, 144, 168, 336, 720, 1080, 1440, 2160 ve 2880 sa'larda çıkarılan kuponların bir serisi ile gravimetrik, diğer serisi ile de elektrokimyasal analizler gerçekleştirilmiştir. Kontrol düzeneğinin sterilitesi deney süresince R2A agar (Reasoner ve Geldrich, 1985) ve sodyum tiyoglikolat besiyerlerine ekim yapılarak kontrol edilmiştir.

#### 3.1. ÜRETİM SU ÖRNEĞİNİN ALINMASI

Deney ortamı olarak TPAO Adıyaman Bölge Müdürlüğü Karakuş Petrol Sahası'nda bulunan MK3 serbest su ayırıcından (seperatör) alınan üretim suyu kullanılmıştır (Şeki 3.1a). Üretim suyu örnekleri steril 1 l hacimli cam kavonozlarla alınıp ağızları sıkıca kapatılarak parafilmle sarılmıştır. Cam kavonozlar ışık almayacak şekilde kutulanarak laboratuvara taşınmış ve bekletilmeden deneyler gerçekleştirilmiştir. Deney ve kontrol düzenekleri kurulmadan önce üretim suyunun bazı fizikokimyasal parametreleri (alkalin, bikarbonat alkalitesi, çözünmüş oksijen/oksijen yoğunluğu, demir, fosfat, hidrojen sülfür, iletkenlik, mangan, nitrat, nitrit,



karbondioksit, sülfat, toplam çözülmüş madde, toplam demir, toplam klor) incelenmek üzere AEM Çevre Laboratuvarına gönderilmiş, suyun sıcaklık ve iletkenlik bilgileri ise TPAO'dan alınmıştır.



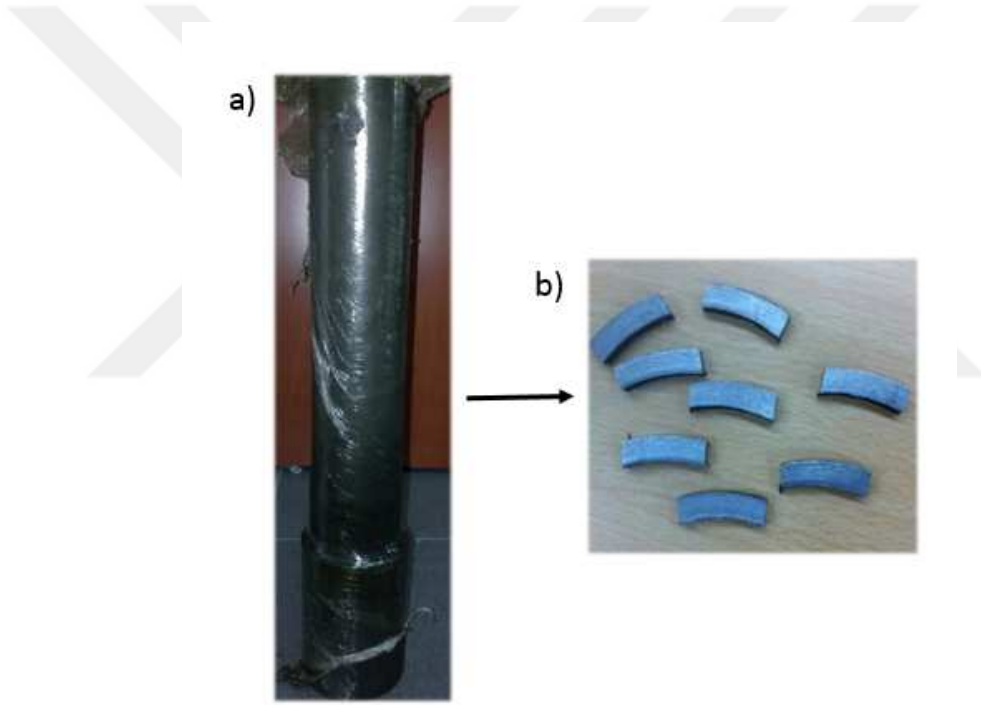
**Şekil 3.1:** Üretim suyu örneğinin alındığı (a) MK3 seperatörü ve (b,c) seperatörde birleşen petrol kuyularından görseller.

### 3.2. N80 ÇELİK KUPONLARIN DEĞERLENDİRİLMESİ

Deney numunesi olarak, sıklıkla tubing materyali olarak kullanıldığı bilinen Amerikan Petrol Enstitüsü (API) kalite (derece) N80 çeliği (Zhu ve diğ., 2011) kullanılmıştır. Kuponlar, TPAO

Adıyaman Bölge Müdürlüğü'nden temin edilen kullanılmamış tubing borusundan elde edilmiştir (Şekil 3.2a). Kesilen numunelerde kimyasal analiz yapılmış, sonuçları Tablo 3.1'de verilmiştir. Kuponlar Şekil 3.1b'de görüldüğü gibi 6x5x21 mm boyutlarında kesilmiş, elektrokimyasal deneylerde kullanılacak kuponların kısa kenarlarında 2.5 mm çapında delik açılmış ve deney kuponlarının hepsinin tüm yüzeyleri sırasıyla sırasıyla 180, 240, 320, 400, 600 ve 800 numaralı zımparalarla zımparalanmış, yıkanıp kurutulduktan sonra desikatörde muhafaza edilmiştir.

Tez çalışmasında iki farklı korozyon deneyi (gravimetrik ve elektrokimyasal) seçildiğinden zımparalanan numuneler, bu deneylere göre gruplandırılıp hazırlanmıştır.



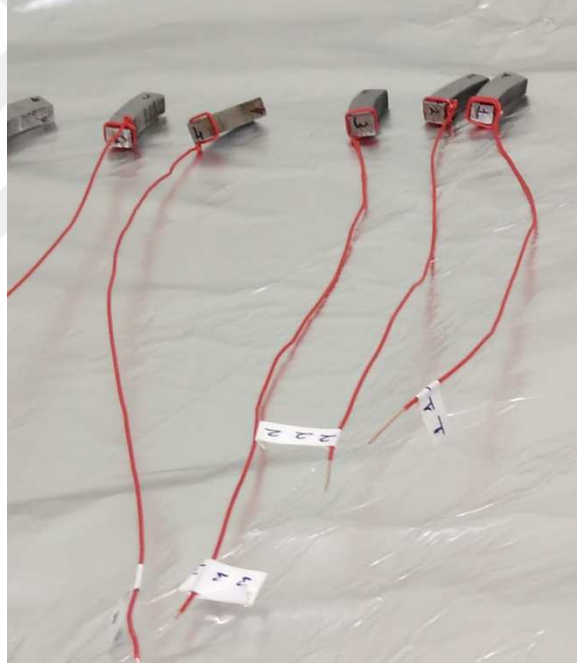
**Şekil 3.2:**a) Deney numunesi olarak kullanılan tubing borusu ve b) tubing borusundan elde edilen deney kuponları.

**Tablo 3.1:**N80 çeliğin kimyasal bileşimi.

%C	%Fe	%Cr	%Ni	%Mo	%Mn	%Si	%P	%S	%Cu
0.24	97.6	0.104	0.56	0.015	1.18	0.285	0.0189	0.0157	0.012

### 3.2.1. Gravimetrik Yöntemde Kullanılacak Kuponların Hazırlanması

Gravimetrik korozyon deneylerinde kullanılacak N80 çelik kuponların bütün yüzeyleri zımparalandıktan sonra yıkanmış, kurutulmuş, deney ortamına daldırılacak kısımların boyutları ölçülerek toplam yüzey alanları hesaplanmıştır. Kuponlar, deney esnasına kadar hava almayacak şekilde desikatörde saklanmıştır. Kuponlar, deney düzeneklerine yerleştirilmeden önce düzenek içerisinde asılı kalmalarını sağlayabilmek için kısa kenarından tel ile bağlanmış ve sonrasında laminar flow cihazında 260 nm UV ışığı altında 3 sa bekletilmek suretiyle steril edilmiştir (Şekil 3.3). Kuponlar, laboratuvar ölçekli deney ve kontrol düzeneklerine aseptik koşullar altında, sterilizasyonu bozulmayacak ve birbirine değmeyecek şekilde kupon taşıyıcı kapaklara asılarak yerleştirilmiştir (Şekil 3.4).



**Şekil 3.3:** Gravimetrik yöntem için hazırlanan kuponlar.



**Şekil 3.4:**Laboratuvar ölçekli deney düzeneği.

### 3.2.2. Elektrokimyasal Deneyleerde Kullanılacak Kuponların Hazırlanması

Elektrokimyasal deneyleerde kullanılacak zımparalanmış kuponların deliklerinden bakır tel bağlandıktan sonra yüzeyinde  $1 \text{ cm}^2$ 'lik alan açıkta kalacak şekilde önce gri renkli epoksi çinko fosfat primer (Moravia, Türkiye) ile astarlanmış ve astar tamamen kuruduktan sonra siyah renkli epoksi son kaplama (Moravia, Türkiye) ile kaplanmıştır. Hazırlanan kuponlar deney süresine kadar desikatörde muhafaza edilmiştir. Deney düzeneğine konmadan önce, kuponların her iki yüzü de laminar flow cihazında 260 nm UV ışığı altında 3 sabekletilmek suretiyle steril edilmiştir (Şekil 3.5). Kuponlar, laboratuvar ölçekli deney ve kontrol düzeneklerine aseptik koşullar altında, kupon taşıyıcı kapaklara asılarak yerleştirilmiştir (Şekil 3.4).



**Şekil 3.5:** Elektrokimyasal deneyler için hazırlanan kuponlar.

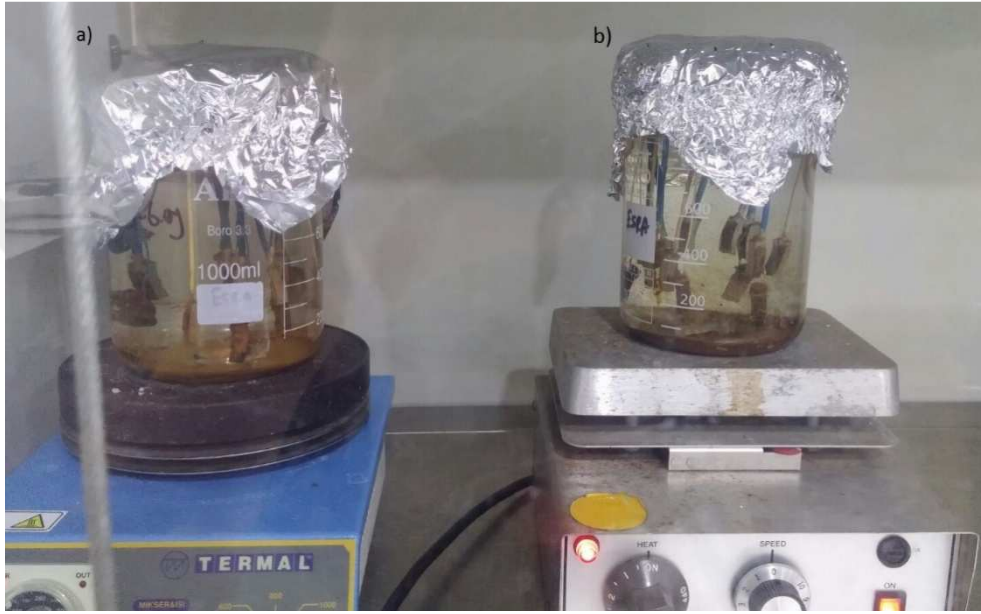
### **3.3. LABORATUVAR ÖLÇEKLİ DENEY VE KONTROL DÜZENEKLERİNİN KURULUMU VE İŞLETİMİ**

Laboratuvar ölçekli deney ve kontrol düzeneklerinde gerçekleştirilen deneyler ile petrol üretim suyunda bulunan mikroorganizmaların N80 karbon çeliğinin mikrobiyolojik korozyonuna etkisi incelenmiştir.

Deneyler, 1 L hacimli bir cam beher, kupon taşıyıcı beher kapağı, kuponlar ve petrol üretim suyundan oluşan laboratuvar ölçekli düzeneklerde gerçekleştirilmiştir. Deney düzeneğinde, deney ortamı olarak üretim suyu, kontrol düzeneğinde ise steril üretim suyu kullanılmıştır. Kontrol düzeneği için deney süresince her ölçüm zamanında R2A agar ve sodyum tiyoglikolat besiyerlerine ekim yapılarak sterilite kontrolü gerçekleştirilmiştir. R2A agar petrileri 27°C’de 7 gün inkübasyona bırakılmıştır. Sodyum tiyoglikolat petrileri ise glove box içerisinde 30°C’de 21 gün inkübe edilmiştir. Petrol üretim suyu 0.25 µm por çaplı membran filtreden üç kez filtreden geçirilmek sureti ile steril edilmiştir.

Cam beher ve kupon taşıyıcı beher kapağı, otoklavda 121°C 1 atm basınç altında 15 dk steril edilmiştir. Kuponların her iki yüzü de 260 nm dalga boyundaki UV’ye 3 sa maruz bırakılmak suretiyle steril edilmiştir. Hem gravimetrik hem de elektrokimyasal deneyler için hazırlanan tüm kuponlar, sterilite bozulmayacak ve birbirlerine değmeyecek şekilde kupon taşıyıcı

kapağa asılmış ve sonrasında aynı düzenek içerisine yerleştirilmiştir. Deney ortamları da düzeneklere eklendikten sonra deney ve kontrol düzeneklerinin işletimine başlanmıştır. Deney ve kontrol düzenekleri, laminar flow içerisinde 70°C’de 120 gün süresince kesintisiz olarak işletilmiş ve deney ortamları manyetik karıştırıcı (150 rpm) ile karıştırılmıştır. Tüm bu işlemler, laminar flow cihazı içerisinde, aseptik koşullar altında gerçekleştirilmiştir. Her iki düzenek de çift tekrarlı ve eş zamanlı olarak kurulmuştur (Şekil 3.6).



Şekil 3.6: Laboratuvar ölçekli (a) deney ve (b) kontrol düzenekleri.

### 3.4. KOROZYON ANALİZLERİ

Kuponlardaki korozyon oluşumu tespiti için gravimetrik yöntem, elektrokimyasal ve yüzey analizleri yapılmıştır. Ayrıca kuponların korozyon hızı, hem gravimetrik yöntem ile hem de elektrokimyasal bir analiz olan potansiyodinamik polarizasyon yöntemi ile tespit edilmiştir.

#### 3.4.1. Gravimetrik Analiz

Deney süresince belirlenen temas sürelerinde (0, 6, 8, 24, 48, 72, 96, 144, 168, 336, 720, 1080, 1440, 2160 ve 2880 sa) deney düzeneğinden alınan 2 adet kuponun yüzeyindeki korozyon ürünleri, öncelikle %10’luk nitrik asit çözeltisine maruz bırakılarak ve ardından da kuponların yüzeyi yumuşak bir fırça yardımı ile bidistile suda yıkanarak tamamen korozyon ürünlerinden arındırılmıştır. Daha sonra kuponlar Pasteur fırınında kurutulmuştur. Deney

öncesi ve sonrası ölçülen ağırlıklar arasındaki fark, ağırlık kaybı olarak kaydedilmiştir. Korozyon hızı, aşağıda denklemde belirtilen formül ile hesaplanmıştır (ASTM, 2011).

Korozyon hızı ( $V_{kor}$ ), mpy (mil/yıl) cinsinden hesaplanmış olup, bir yılda 1 mil incelmeyi ifade etmektedir (1 mil= 0.0254 mm)

$$V_{kor} \text{ (mpy)}: (K \times W)/(A \times t \times d)$$

K:  $3.45 \times 10^6$  (mpy için sabit sayı)

d: numunenin yoğunluğu,  $g/cm^3$

W: ağırlık kaybı (g)

A: yüzey alanı ( $cm^2$ )

t: deney süresi (saat)

### 3.4.2. Elektrokimyasal Analiz

N80 çelik kuponları içeren deney ve kontrol düzenekleri 2880 sa süresince işletilmiş ve ölçümler, deney/kontrol düzeneğiyle aynı örnekleme sa'lerinde (0, 6, 8, 24, 48, 72, 96, 144, 168, 336, 720, 1080, 1440, 2160 ve 2880 sa) ve her bir ölçüm için farklı kuponlar kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Elektrokimyasal ölçümler potansiyostat/galvanostat (Gamry, İnterface 1000) cihazı ile yapılmıştır. Kuponların açık devre potansiyeli ölçülmüş, potansiyodinamik polarizasyon verilerine göre eğriler çizilmiştir. Tarama aralığı: -500 mV +500 mV olarak belirlenmiş ve 1 mV/s tarama hızında akım-potansiyel eğrileri elde edilmiştir. Deneylerde üç elektrot tekniği kullanılmıştır. Karşı elektrot olarak karbon çubuk, referans elektrot olarak doymuş kalomel elektrot (SCE) ve çalışma elektrotu olarak da N80 çelik kuponlar kullanılmıştır. Korozyon hızı  $i_{kor}$  değeri kullanılarak aşağıda denklemde belirtilen formül ile hesaplanmıştır (Sastri ve diğ., 2007).

$$CR = K \cdot i_{kor} \cdot (E.W.) / d$$

CR: korozyon oranı (mpy)

K: Sabit (0.131)

$i_{kor}$  : korozyon akımı ( $\mu A/cm^2$ )

E.W.: metalin eşdeğer ağırlığı (g)

d = Metalin yoğunluğu ( $g/cm^3$ )

### 3.4.3. SEM Analizi

Kuponların yüzeyi taramalı elektron mikroskobu (SEM) ile incelenmiştir. Kuponlar analiz öncesi %2.5 glutaraldehit çözeltisinde, +4°C'de 1 sa bekletilerek fikse edilmiş ve steril bidistile suya daldırıldıktan sonra sırasıyla 10'ar dk etanol serilerinden (%30, %50, %80 ve %95) geçirilmiştir. Bekleme süresi sonunda kuponlar, havada kurumaya bırakılmıştır (Campanac ve diğ., 2002). Kuponlar, yüzeyleri 15 nm kalınlıkta altın-palladyum ile kaplandıktan sonra SEM cihazında (FEI Quanta FEG 450) görüntülenmiştir.

### 3.5. İSTATİSTİKSEL ANALİZLER

Tez çalışması kapsamında gerçekleştirilen istatistiksel analizlerde SPSS 24.0 programı kullanılmıştır. Gravimetrik ve elektrokimyasal yöntemlerle elde edilen deney ve kontrol verileri arasındaki ilişki Pearson ve Spearman korelasyon katsayıları testi ile belirlenmiştir. Yine gravimetrik ve elektrokimyasal yöntemlerle elde edilen deney ve kontrol verilerinin sayısal durumu, ortalamalar açısından karşılaştırılması t-testi ve Mann Whitney U testi ile gerçekleştirilmiştir.

### 3.6. ANALİZLERDE KULLANILAN ÇÖZELTİLER

#### 3.6.1. R2A Agar Besiyeri

Maya özütü	0.5 g
Pepton	0.5 g
Kazein hidrolizatı	0.5 g
Glukoz (C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> O <sub>6</sub> )	0.5 g
Nişasta (CH <sub>2</sub> O) <sub>n</sub>	0.5 g
Pirüvik asit (C <sub>3</sub> H <sub>3</sub> O <sub>3</sub> Na)	0.3 g
Dipotasyum hidrojen fosfat (K <sub>2</sub> HPO <sub>4</sub> )	0.3 g
Magnezyum sülfat heptahidrat (MgSO <sub>4</sub> × 7H <sub>2</sub> O)	0.05 g



Agar	12 g
Distile su	1000 ml

121°C'de ve 1 atm basınçta, 15 dk steril edilmiştir.

### 3.6.2. Tiyoglikolat Besiyeri

Maya özütü	5 g
Pepton	15 g
D (+) Glukoz (C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> O <sub>6</sub> )	5.5 g
Tiyoglikolik asit (C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> O <sub>2</sub> SNa)	0.5 g
L-sistin ([-SCH <sub>2</sub> CH(NH <sub>2</sub> )CO <sub>2</sub> H] <sub>2</sub> )	0.5 g
Sodyum klorür (NaCl)	2.5 g
Sodyum resazurin (C <sub>12</sub> H <sub>6</sub> NNaO <sub>4</sub> )	0.001 g
Agar	7 g
Distile su	1000 ml

121°C'de ve 1 atm basınçta, 15 dk steril edilmiştir.

### 3.6.3. %10'luk Nitrik Asit Çözeltisi

Nitrik asit	10 ml
Distile su	90 ml

### 3.6.4. %2.5 Glutaraldehit Çözeltisi

Glutaraldehit çözeltisi	2.5 ml
Distile su	97.5 ml

## 4. BULGULAR

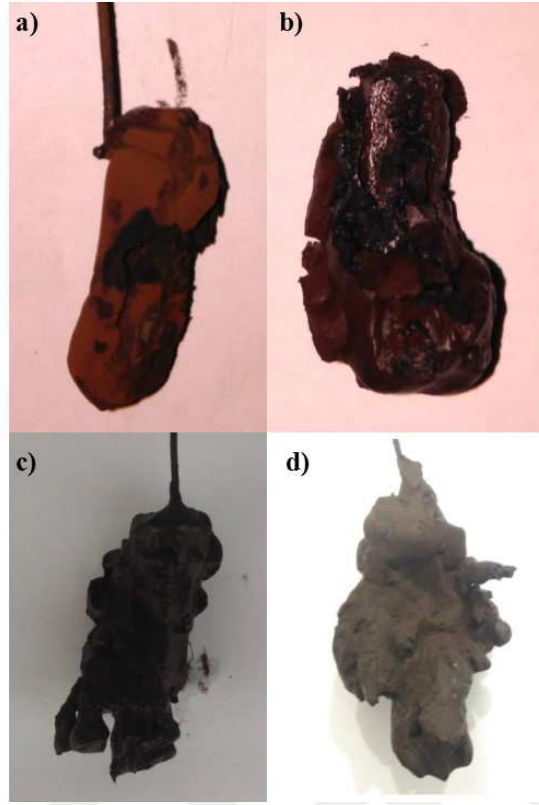
Tez çalışması kapsamında petrol su fazı içinde petrol üretim faaliyetlerinde sıklıkla kullanılan N80 çeliğinin korozyonu gravimetrik ve elektrokimyasal yöntemlerle incelenmiştir. Deney ortamı olarak TPAO Adıyaman Bölge Müdürlüğü Karakuş Petrol Sahası'nda bulunan MK3 seperatöründen alınan üretim suyu kullanılmıştır. Üretim suyuna ait bazı fizikokimyasal parametreler Tablo 4.1'de verilmiştir.

**Tablo 4.1:** MK3 seperatörüne ait kimyasal parametreler.

Parametre	Birim	Analiz Sonucu
Alkalinite	mg/L	416.8
Bikarbonat Alkalinitesi	mg/L	416.8
Çözünmüş Oksijen/Oksijen Yoğunluğu	mg/L	8.14
Demir (Fe)	mg/L	0.091
Fosfat ( $\text{PO}_4^{-3}$ )	mg/L	<1
Hidrojen Sülfür ( $\text{H}_2\text{S}$ )	mg/L	<0.1
İletkenlik	ms/cm	30.2
Mangan (Mn)	$\mu\text{g/L}$	56.8
Nitrat ( $\text{NO}_3^-$ )	mg/L	<1
Nitrit ( $\text{NO}_2^-$ )	mg/L	<0.05
Karbondiyoksit ( $\text{CO}_2$ )	mg/L	<10
Sülfat ( $\text{SO}_4^{2-}$ )	mg/L	673.52
Toplam Çözünmüş Madde	mg/L	18256
Toplam Demir	mg/L	2.35
Toplam Klor	mg/L	0.63

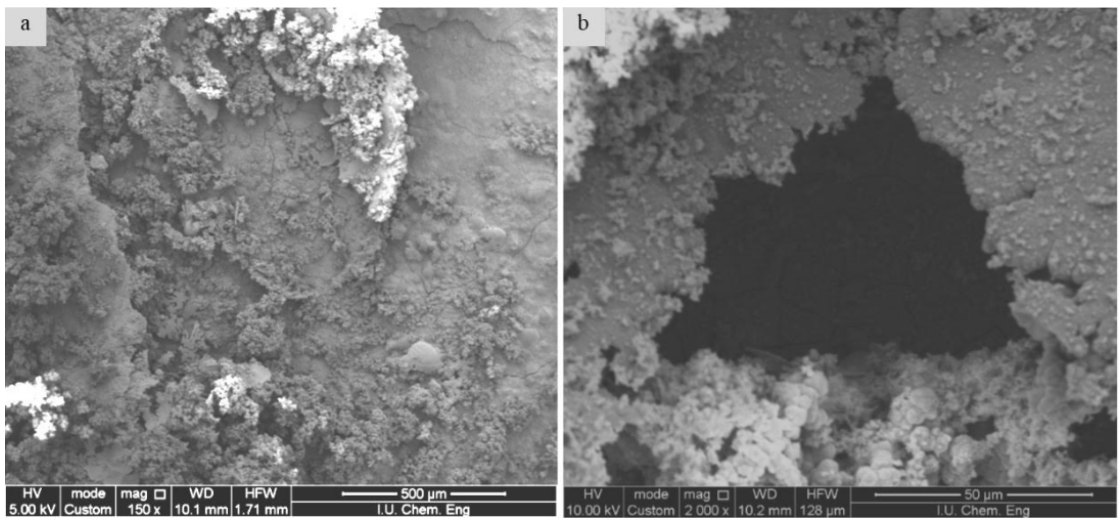
### 4.1. GRAVİMETRİK ANALİZ SONUÇLARI

Deney ve kontrol kuponları ağırlık kaybı ölçümü için temizlenmeden önce makroskobik olarak görüntülenmiştir. Zaman içerisinde kuponların yüzeyinde başlangıçta kırmızı, ölçüm sonrasında ise siyah renkte korozyon ürünlerinin oluştuğu gözlemlenmiştir (Şekil 4.1).



**Şekil 4.1:** Üretim suyuna maruz bırakılmış kontrol ve deney kuponlarına ait makroskobik görüntüler; a) 720 sa kontrol, b) 1440 sa kontrol, c) 2160 sa deney, d) 2880 sa deney.

Deney kuponlarına ait SEM fotoğraflarında korozyon ürünlerinin kumsu yapıda (Şekil 4.2a) ve üst üste tabakalar halinde (Şekil 4.2b) olduğu gözlemlenmiştir.

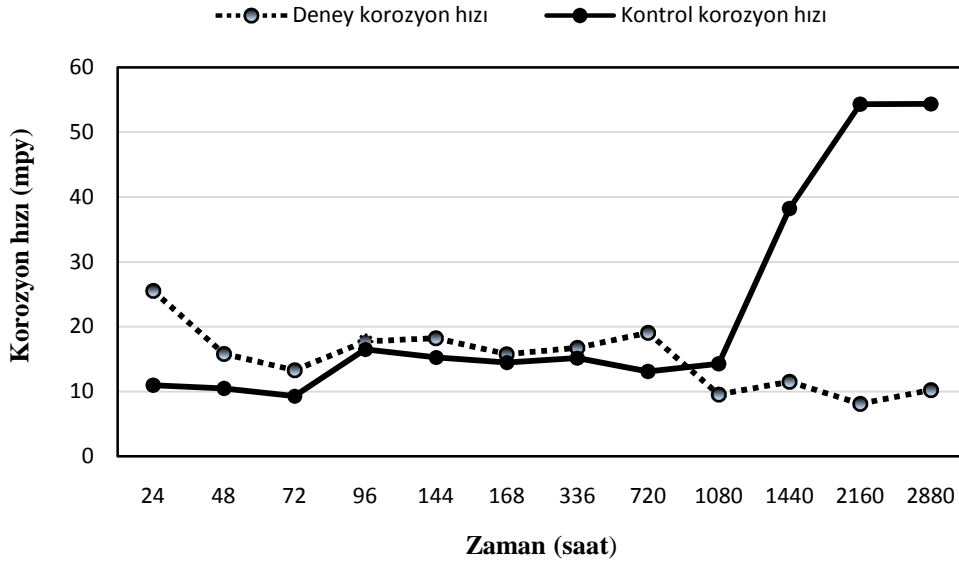


**Şekil 4.2:** Deney düzeneğindeki N80 çelik kuponun 1080. sa'lık maruziyet sonrasında yüzeyinde oluşan korozyon ürünlerinin genel görünümü (a (Bar=500 µm) ve b(Bar=50µm)).

Deney süresince kuponların ağırlık kayıpları ve korozyon hızlarındaki değişimler Tablo 4.2’de gösterilmiştir. Deney ve kontrol kuponlarının ağırlık kayıplarının zamanla arttığı (sırasıyla,  $p < 0.01$  ve  $p < 0.01$ ) tespit edilmiş olup, en yüksek ağırlık kaybı değerleri 2880. sa’da sırasıyla  $0.3343 \text{ g/cm}^2$  ve  $1.7928 \text{ g/cm}^2$  olarak saptanmıştır. Deney ve kontrol kuponlarındaki en yüksek korozyon hızları ise sırasıyla 24 ve 2880. sa’lerde  $25.55 \text{ mpy}$  ve  $54.39 \text{ mpy}$  olarak tespit edilirken, en düşük korozyon hızları ise sırasıyla 2160 ve 72. sa’lerde  $8.09 \text{ mpy}$  ve  $9.30 \text{ mpy}$  olarak belirlenmiştir (Tablo 4.2, Şekil 4.3).

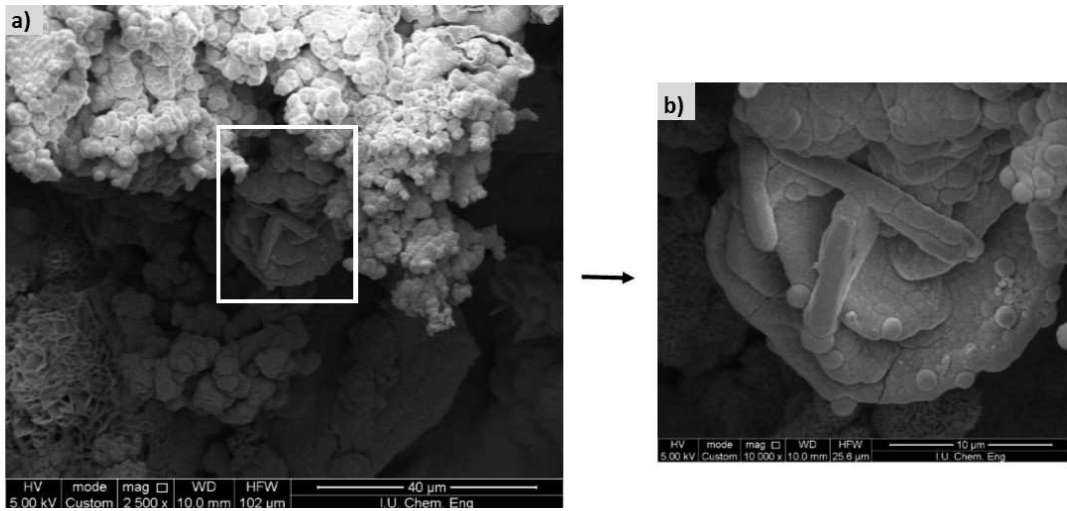
**Tablo 4.2:**Deney süresince N80 çelik kuponların ağırlık kayıpları ve korozyon hızı verileri.

Zaman (saat)	Ağırlık kaybı, Deney ( $\text{g/cm}^2$ )	Ağırlık kaybı, Kontrol ( $\text{g/cm}^2$ )	Korozyon hızı, Deney (mpy)	Korozyon hızı, Kontrol (mpy)	Deney/Kontrol
24	0.0070	0.0031	25.55	10.97	2.33
48	0.0083	0.0057	15.81	10.46	1.51
72	0.0104	0.0073	13.30	9.30	1.43
96	0.0185	0.0173	17.75	16.52	1.07
144	0.0295	0.0248	18.21	15.27	1.19
168	0.0298	0.0274	15.75	14.49	1.09
336	0.0617	0.0546	16.75	15.17	1.10
720	0.1598	0.1030	19.07	13.07	1.46
1080	0.1155	0.1784	9.54	14.28	0.67
1440	0.1842	0.6040	11.53	38.21	0.30
2160	0.1911	1.2716	8.09	54.33	0.15
2880	0.3343	1.7928	10.23	54.39	0.19



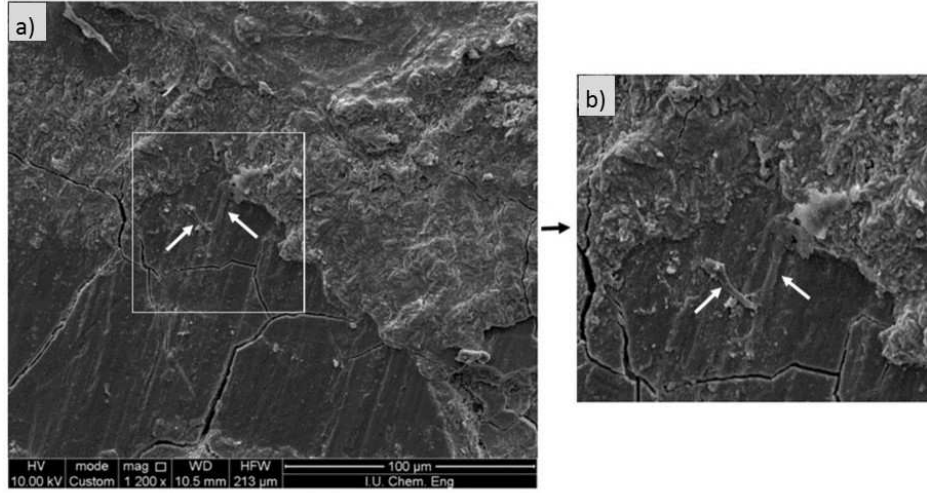
**Şekil 4.3:**N80 çelik kuponların korozyon hızı verilerinin zamana bağlı değişimi.

Deney kuponlarının korozyon hızının 720. sa'te kadar kontrolün korozyon hızından yüksek olduğu fakat devamında azaldığı tespit edilmiştir (Tablo 4.2, Şekil 4.3). Bu durum, 720. sa'te kadar metalde oluşan korozyondan mikroorganizmaların sorumlu tutulabileceğine işaret etmektedir. Nitekim 1080. sa'te kupon yüzeyinden alınan SEM görüntüsü de bu bulguyu destekler niteliktedir (Şekil 4.4).



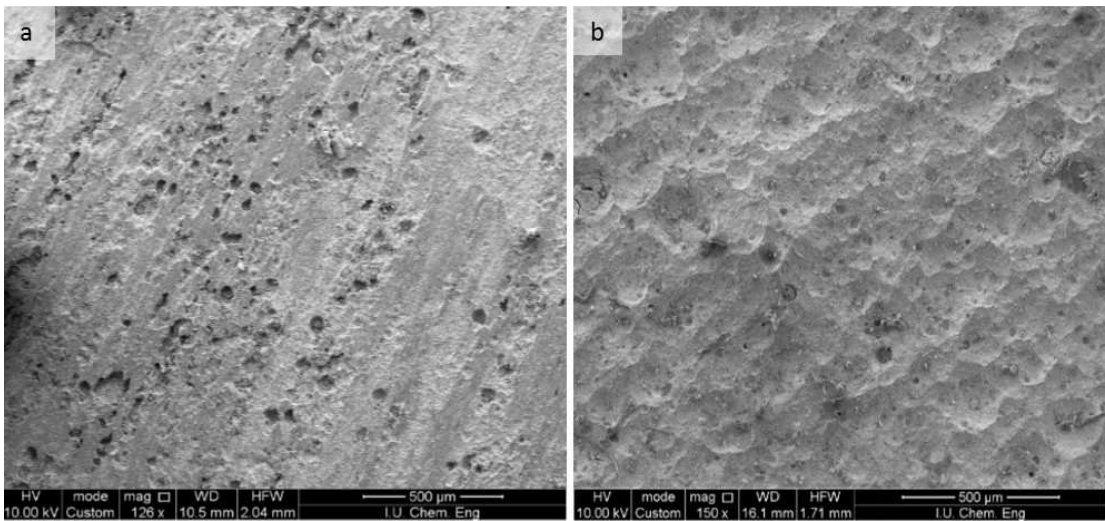
**Şekil 4.4:**Deney düzeneğindeki N80 çelik kuponun 1080 sa sonrasında yüzeyindeki korozyon ürünlerinin oluşturduğu tabakalar arasındaki bakterilere ait SEM görüntüsü. Bar= a)40µm b)10µm

Bununla birlikte 1080 sa sonrasında gerçekleştirilen SEM analizlerinde yoğun korozyon ürünleri gözlenmekle birlikte hiç bakteriye rastlanmamıştır. Korozyon ürünleri kısmen temizlendiğinde ise bakterilerin iç kısımlarda olduğu görülmüştür (Şekil 4.5).



**Şekil 4.5:**Deney kupon yüzeyinin 1140 sa sonrasındaki SEM görüntüleri (a,b). Bakteriler ok ile işaretlenmiştir. Bar=100 µm.

1080 sa'lık maruziyet sonrasındakorozyon ürünleri uzaklaştırıldıktan sonra deney kuponlarının yüzeyinde çok sayıda oyuklanma gözlemlenmiştir (Şekil 4.6a). Bununla birlikte kontrol kuponlarının yüzeyinde de deneydekine oranla daha az sayıda olmak kaydıyla oyuk oluşumu görülmüştür (Şekil 4.6b). Ayrıca kontrol kuponunun yüzey topografisinden deney kuponunununkinden farklı bir görüntü elde edilmiştir.



**Şekil 4.6:**1080 sa'lık üretim suyuna maruziyet sonrasında korozyon ürünleri temizlenmiş kuponların SEM görüntüleri; a) Deney kuponu, Bar=500 µm; b) Kontrol kuponu, Bar=500 µm.

## 4.2. ELEKTROKİMYASAL ANALİZLER

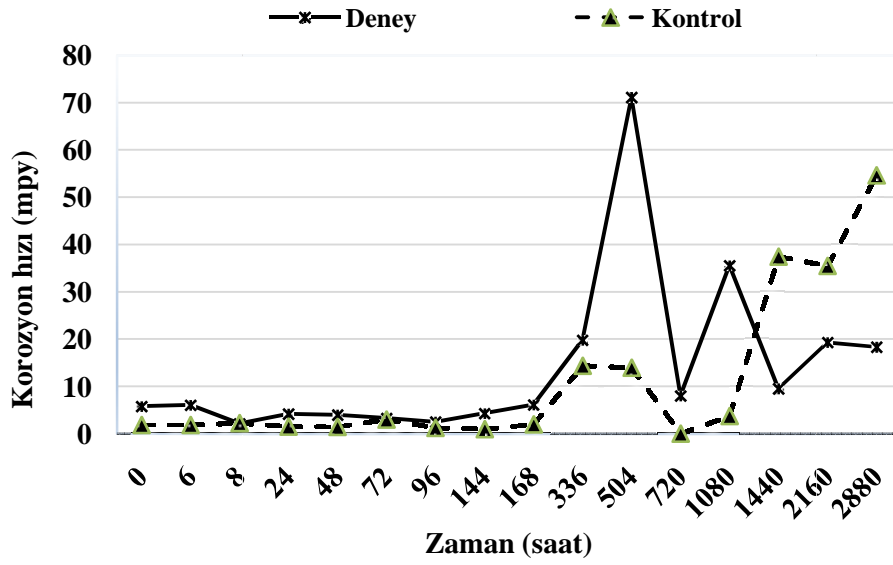
Deney ve kontrol düzeneklerinde bulunan numunelerden her ölçüm saatinde açık devre potansiyeli ölçülmüş ve polarizasyon eğrileri çizilmiştir. Bu eğriler yardımıyla bulunan korozyon potansiyeli ( $E_{kor}$ ), korozyon akım yoğunluğu ( $i_{kor}$ ) ve korozyon hızı ( $V_{kor}$ ) değerleri Tablo 4.3'de verilmiştir. Deney kuponlarının  $E_{kor}$  değerleri genel olarak zamanla aktif değerlere kaydığı tespit edilmiştir. 168.sa'tekadar deney kuponlarının korozyon potansiyelinin kontrolünkine göre daha soy değerlerde, sonraki saatlerde ise daha aktif değerlerde olduğu tespit edilmiştir. Deney kuponlarına ait en aktif korozyon potansiyeli değeri 504. sa'te-0.888 Volarak saptanmıştır. Korozyon hızı ile ilgili veriler ( $V_{kor}$ ), kuponların akım yoğunluğu ( $i_{kor}$ ) baz alınarak hesaplanmış olup, deney kuponlarının maksimum korozyon hızı 504. sa'te 71.11 mpy olarak, en düşük korozyon hızı ise 8. sa'te 2.17 mpy olarak belirlenmiştir (Tablo 4.3, Şekil 4.7).

**Tablo 4.3:**N80 çelik kuponlarının elektrokimyasal deney sonuçları.

Zaman (saat)	$E_{kor}$ (V)		$i_{kor}$ ( $\mu\text{A}/\text{cm}^2$ )		$V_{kor}$ (mpy)	
	deney	kontrol	deney	kontrol	deney	kontrol
0	-0.729	-0.739	12.33	4.06	5.80	1.91
6	-0.712	-0.734	12.92	4.11	6.07	1.93
8	-0.718	-0.730	4.61	4.88	2.17	2.29
24	-0.734	-0.748	8.97	3.38	4.22	1.59
48	-0.749	-0.795	8.53	3.26	4.01	1.53
72	-0.762	-0.817	7.00	6.52	3.29	3.06
96	-0.796	-0.750	5.38	2.84	2.53	1.33
144	-0.795	-0.826	9.20	2.24	4.32	1.05
168	-0.805	-0.830	13.11	4.35	6.16	2.04
336	-0.811	-0.796	42.20	30.77	19.83	14.46
504	-0.888	-0.799	151.30	29.84	71.11	14.02
720	-0.859	-0.509	17.15	0.17	8.06	0.08
1080	-0.865	-0.711	75.66	8.12	35.56	3.82
1440	-0.817	-0.736	20.32	79.74	9.55	37.48
2160	-0.870	-0.640	41.09	75.66	19.31	35.56
2880	-0.820	-0.668	39.07	116.3	18.36	54.66

Kontrol düzeneğine ait korozyon potansiyeli değerlerinin deney süresince

değişkenlik gösterdiği, en soy değere 2160. sa'te (-0.640), en aktif değere ise 168. sa'te (-0.830) ulaştığı saptanmıştır. Kontrol kuponlarının ulaştığı en yüksek korozyon hızı değeri 2880. sa'te 54.66 mpy, en düşük korozyon hızı değeri ise 720. sa'te 0.08 mpy olarak tespit edilmiştir (Tablo 4.3, Şekil 4.7). 504. sa'te her iki tür kuponda da korozyon akımı değerlerinin yükseldiği saptanmıştır.

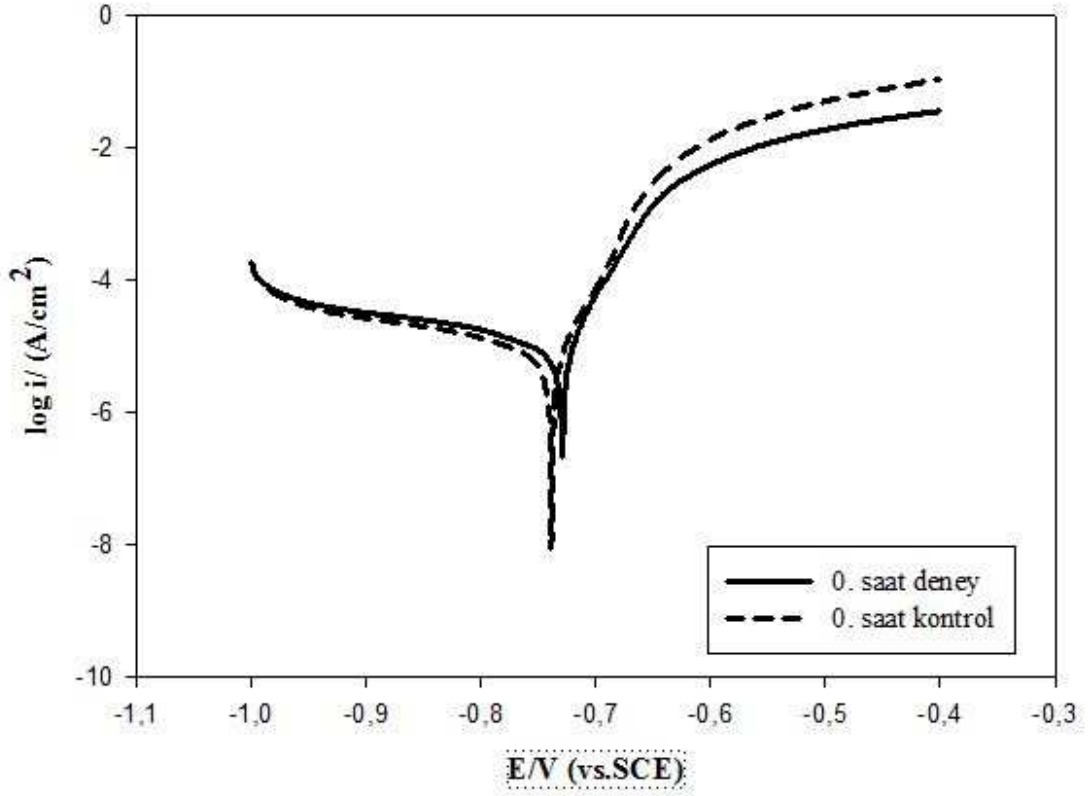


Şekil 4.7:Deney ve kontrol kuponlarına ait korozyon hızı değerlerinin zamana bağlı değişimi.



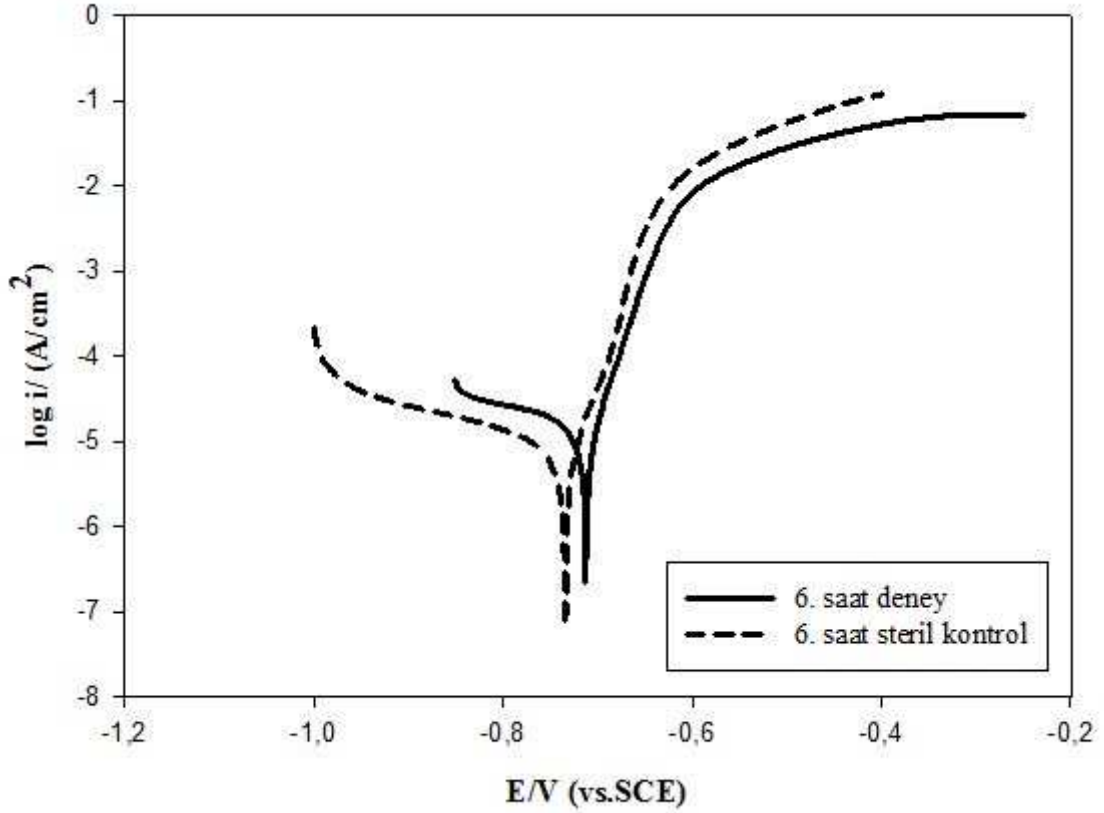
#### 4.2.1. Polarizasyon Eğrilerinin Değerlendirilmesi

0. sa'te deney ve kontrol kuponlarının korozyon potansiyelleri arasında önemli ölçüde fark gözlenmemiş olup, sırasıyla -0.729 V ve -0.739V olarak ölçülmüştür (Tablo 4.3, Şekil 4.8).



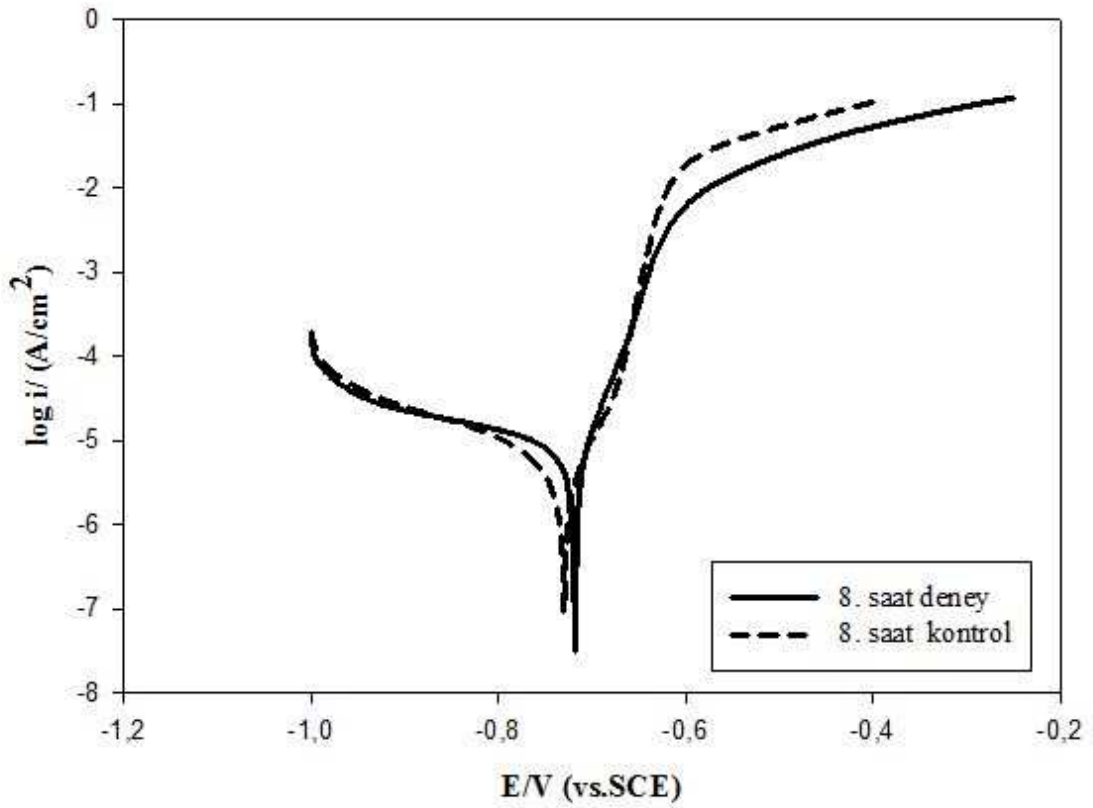
Şekil 4.8: Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 0. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

6. sa'tekorozyon potansiyeli değerlendirildiğinde,0. sa'tekine benzer şekilde deney ve kontrol arasında anlamlıbir fark gözlenmez iken; korozyon akımı değerinin ( $12.92\mu\text{A}/\text{cm}^2$ )yaklaşık 3 kat, korozyon hızının (6.07 mpy) ise 3 kat artış gösterdiği tespit edilmiştir(Tablo 4.3, Şekil 4.9).



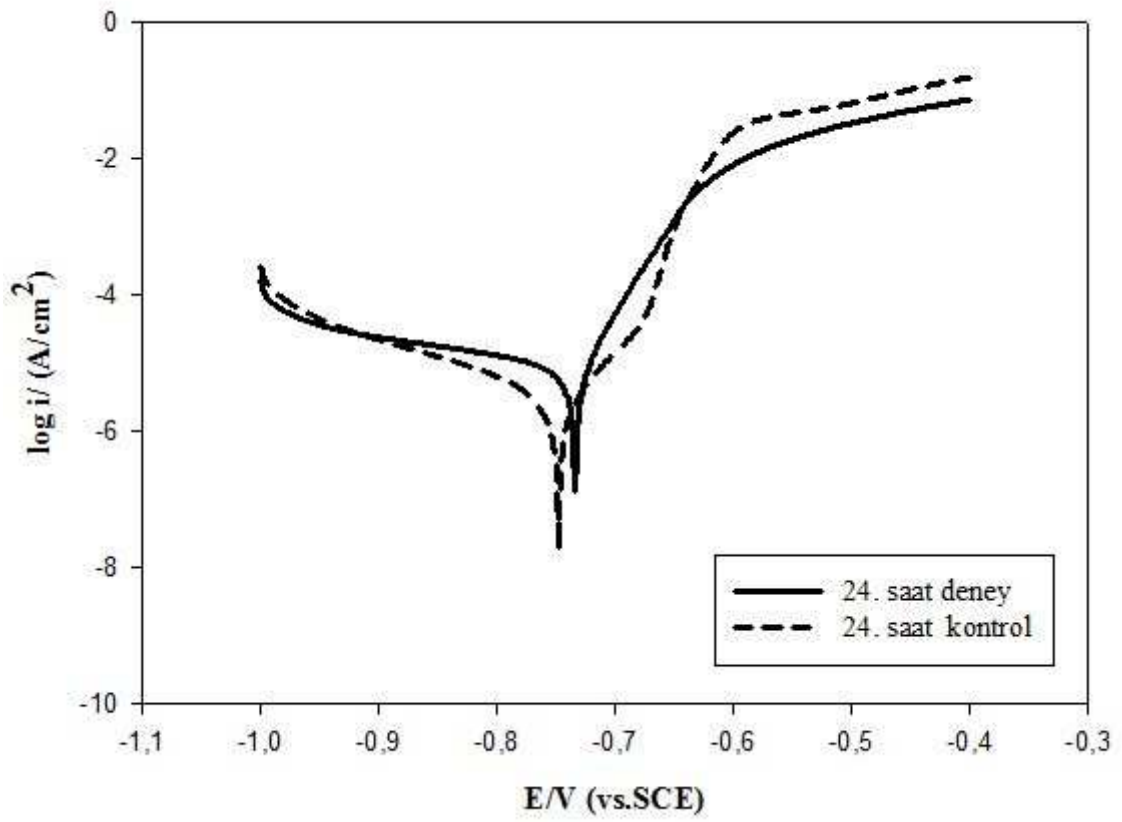
**Şekil 4.9:** Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 6. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

8. sa'te deney ve kontrol kuponlarının korozyon potansiyeli değerleri (sirasıyla-0.718V, -0.730V) ile 6. sa'te tespit edilenler (sirasıyla-0.712V ve -0.734V) arasında önemli fark olmadığı gözlemlenmiştir. 8. sa'te kontrolkuponunun korozyon akımı değeri ( $4.88\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ), 0. ( $4.06\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) ve 6. sa'tekine( $4.11\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) göre önemli ölçüde değişiklik göstermez iken;deney kuponuna aitkorozyon akımı değerinin ( $4.61\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ), 0. ( $12.33\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) ve 6. sa'teki değerlere göre ( $12.92\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) yaklaşık 3 kat azaldığı tespit edilmiştir(Tablo 4.3, Şekil 4.10).



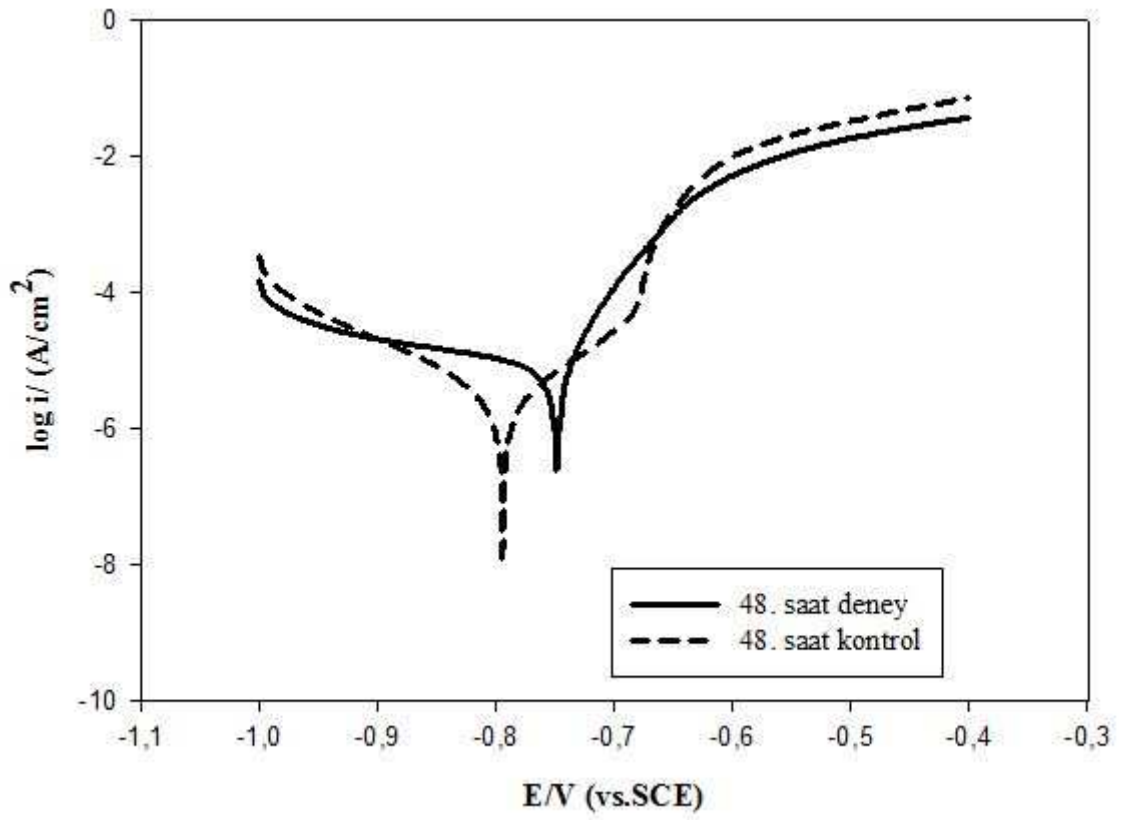
**Şekil 4.10:** Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 8. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri

24. sa'te ölçülen deney ve kontrol kuponlarının korozyon potansiyeli değerlerinde önceki sa'lerde tespit edilen değerlere yakın olduğu gözlemlenmiştir. 24. sa'te deney kuponunun korozyon akımında (8.97 $\mu\text{A}/\text{cm}^2$ );0. (12.33  $\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) ve 6. sa'te (12.92  $\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) göre azalma gözlenirken,8. sa'te (4.61  $\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) göre ise 2 kat arttığı tespit edilmiştir. Kontrol kuponunun korozyon akımı değerinde ise önceki saatlere göre anlamlı bir fark gözlenmemiştir (Tablo 4.3, Şekil 4.11).



**Şekil 4.11:** Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 24. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

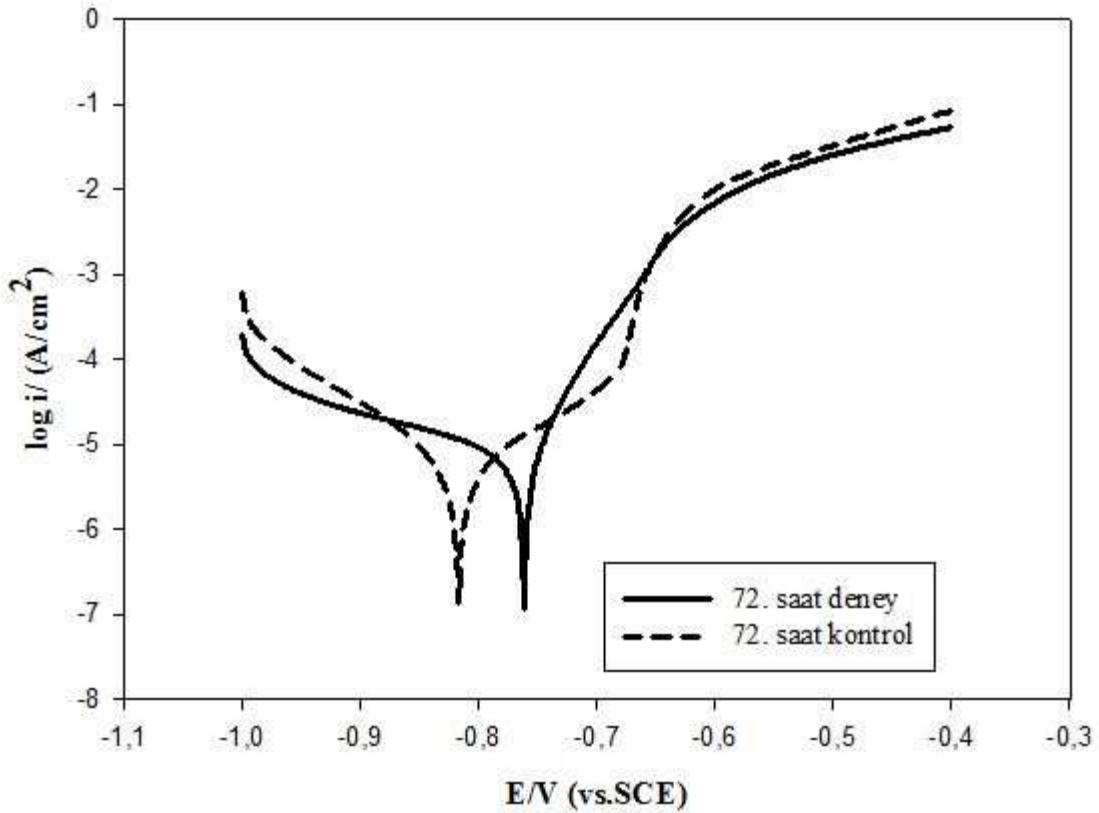
48. sa ait deney ve kontrol kuponlarının korozyon potansiyeli değerlerinin birbirine yakın olduğu gözlemlenmiş olup sırasıyla; -0.749 V ve -0.795 V olarak tespit edilmiştir. Deney ve kontrol kuponlarının korozyon akımı değerleri sırasıyla  $8.53\mu\text{A}/\text{cm}^2$  ve  $3.26\mu\text{A}/\text{cm}^2$  olarak elde edilmiştir, korozyon hızı değerleri ise 4.01 mpy ve 1.53 mpy olarak hesaplanmıştır. Korozyon potansiyeli değeri, deney ve kontrol arasında önemli ölçüde fark göstermezken, korozyon akımı ve korozyon hızı değerlerinin yaklaşık 2.5 kat artış gösterdiği tespit edilmiştir (Tablo 4.3, Şekil 4.12).



**Şekil 4.12:** Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 48. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

72. sa'te ait deney kuponunun korozyon potansiyelinin kontrole göre daha soy değerde (-0.762V) olduğu tepit edilmiştir. Bununla birlikte korozyon akımı ve korozyon hızı değerleri arasında anlamlı bir fark olmadığı görülmüştür.

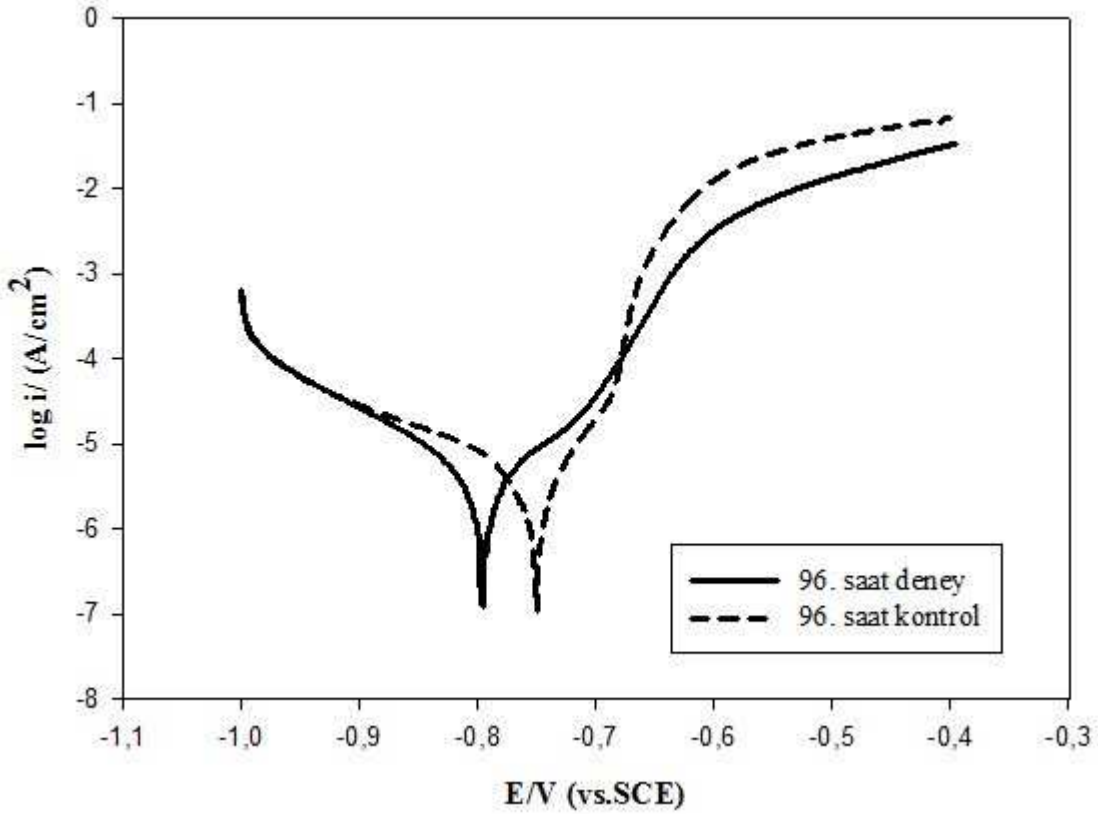
Ayrıca 72. sa'teki deney kuponunun korozyon akımınının 24. ve 48. sa'lere göre anlamlı derecede farklı olmadığı belirlenmiştir. Bununla birlikte kontrol kuponunun korozyon akımı değerinin ( $6.52\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ), 24. ( $3.38\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) ve 48. sa'ye ( $3.26\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) göre 2 kat artış gösterdiği saptanmıştır (Tablo 4.3, Şekil 4.13).



**Şekil 4.13:** Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarınının 72. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

96. sa'at deney ve kontrol kuponlarının korozyon potansiyeli değerleri sırasıyla -0.796 V ve -0.750 V olarak tespit edilmiş olup, deney kuponunun korozyon potansiyelinin kontrol kuponuna göre daha aktif değere kaydığı gözlemlenmiştir. Ayrıca deney kuponunun korozyon akımının ( $5.38 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) ve korozyon hızının (2.53 mpy), kontrole göre (sırasıyla  $2.84 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ , 1.33 mpy) yaklaşık 2 kat artış gösterdiği tespit edilmiştir.

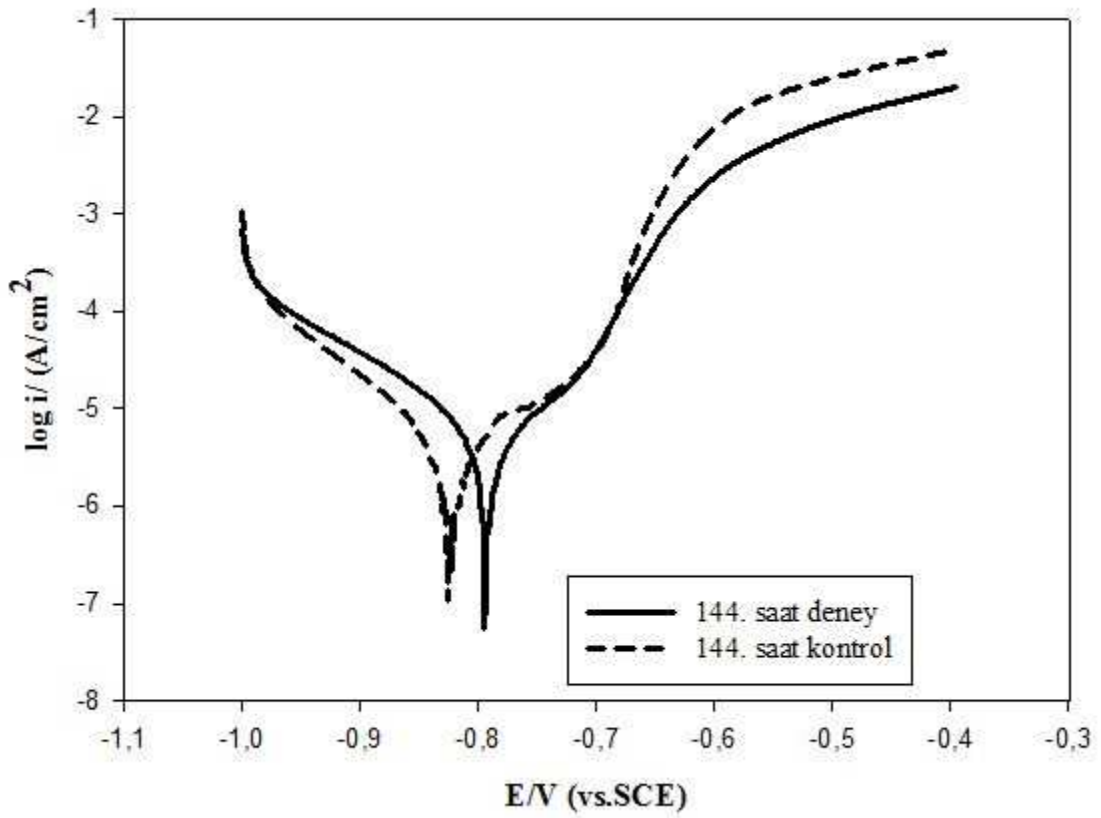
Bununla birlikte 96. sa'te deney ve kontrol kuponlarının korozyon akımında, önceki saatlere göre genel olarak bir azalma saptanmıştır. 96. sa'te kontrol kuponunun korozyon akımının ( $2.84 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ ), 72. sa'tekine ( $6.52 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) göre yaklaşık 2kat azaldığı saptanmıştır (Tablo 4.3, Şekil 4.14).



**Şekil 4.14:** Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 96. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

144. sa'tedeney kuponunun korozyon potansiyelinin kontrole (-0.826 V) göre daha soy değere kaydığı ve -0.795 Vdeğerine ulaştığı tespit edilmiştir. Deney kuponunun kontrole göre korozyon akımı ve korozyon hızındağının yaklaşık 4 kat artış gösterdiği belirlenmiştir.

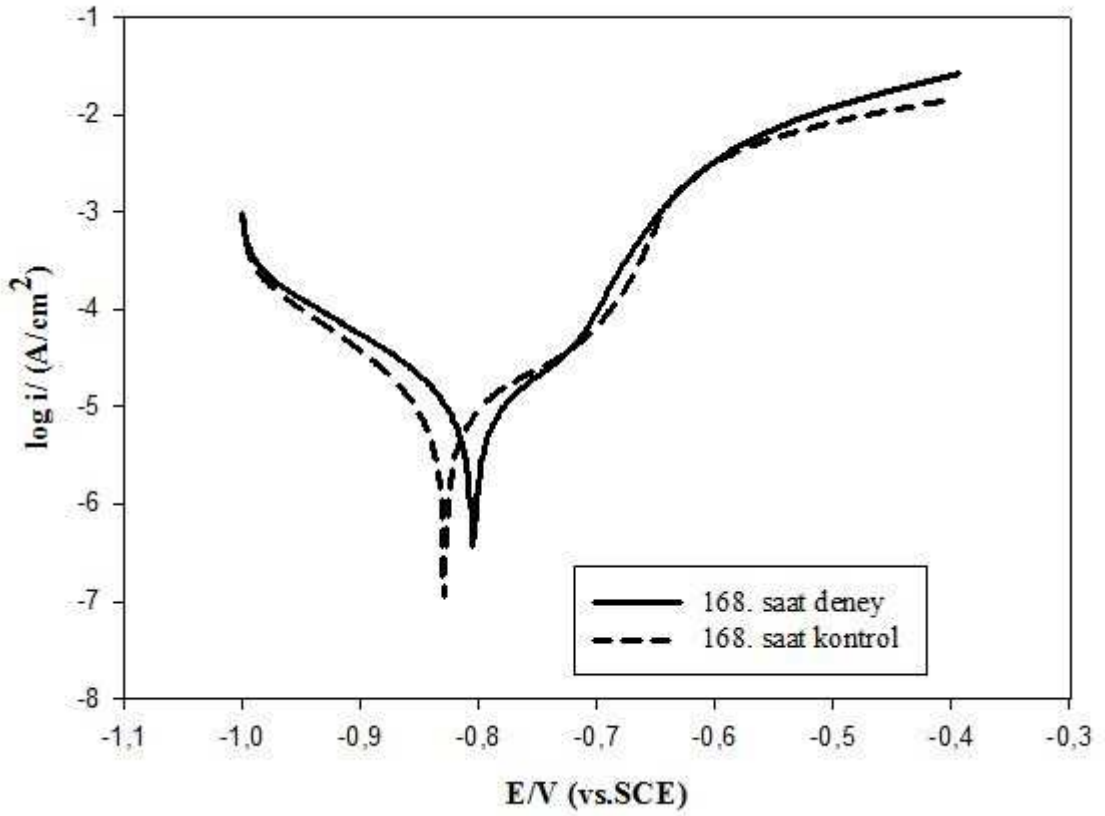
144. sa'te ait kontrol kuponunun korozyon akımında 96. sa'tekine oranla anlamlı bir değişiklik gözlenmez iken,deney kuponunun korozyon akımının ( $9.20\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ), 96. sa'te ( $5.38\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) göre yaklaşık 2 kat artış gösterdiği tespit edilmiştir(Tablo 4.3, Şekil 4.15).



**Şekil 4.15:**Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 144. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.



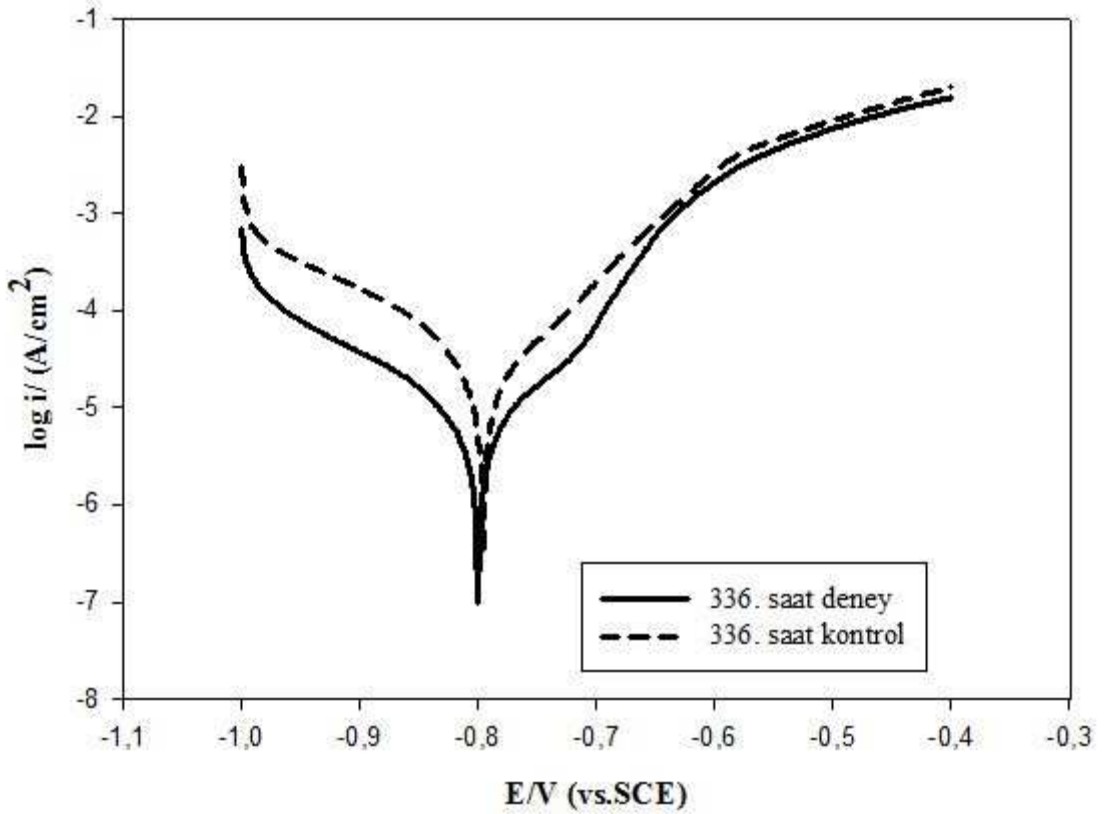
168. sa'te de deney ve kontrol kuponlarının korozyon potansiyeli değerlerinin birbirine çok yakın ve sırasıyla -0.805 V ve -0.830 V değerlerinde olduğu tespit edilmiştir. Bununla birlikte deney kuponunun korozyon akımı ( $13.11 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ ) ve korozyon hızı (6.16 mpy) değerlerinin kontrolünkine sırasıyla  $4.35 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ , 2.04 mpy) göre (yaklaşık 3 kat artış gösterdiği saptanmıştır (Tablo 4.3, şekil 4.16).



şekil 4.16: Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 168. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

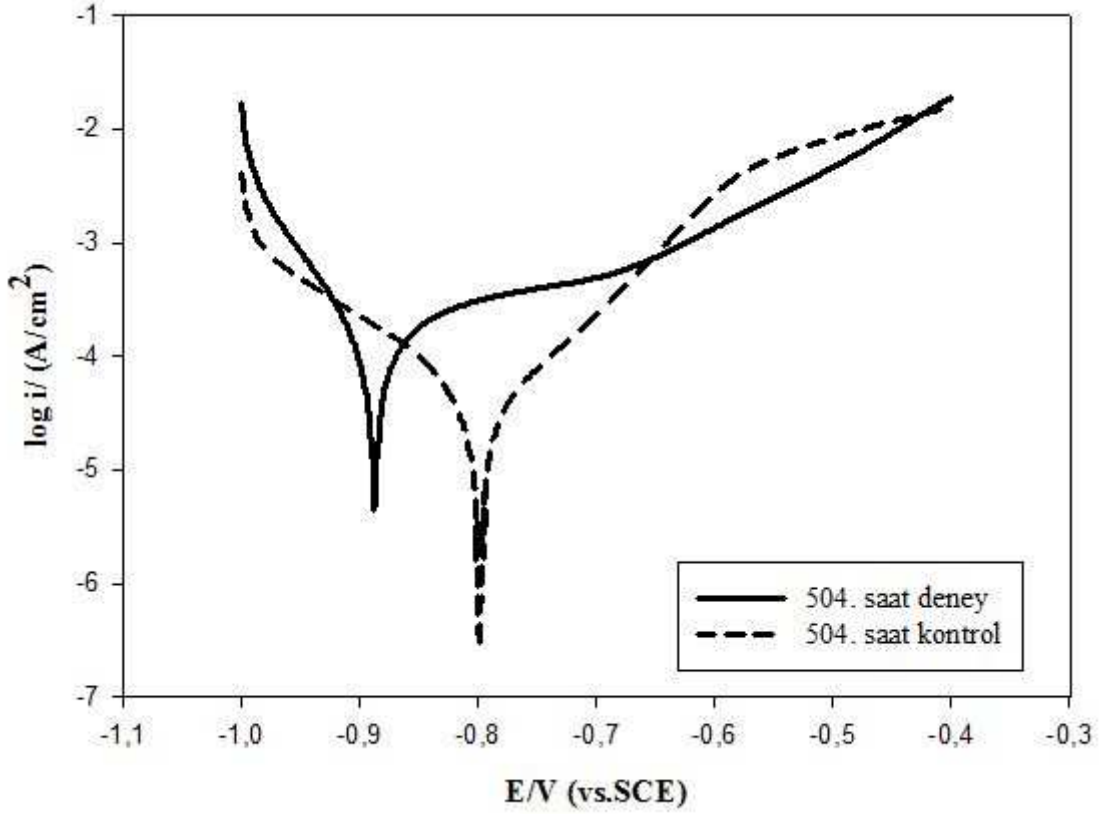
336. sa'tedene ve kontrol kuponlarının korozyon potansiyeli değerleri sırasıyla -0.811 V ve -0.796 V olarak tespit edilmiştir.

Özellikle 336. sa'te önceki saatlere kıyasla hem deney hem de kontrol kuponlarının korozyon akımı ve hızında anlamlı bir artış gözlenmiş olup, sırasıyla korozyon akımı değerleri  $42.20 \mu\text{A}/\text{cm}^2$  ve  $30.77 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ , korozyon hızı değerleri ise 19.83 mpy ve 14.46 mpy olarak tespit edilmiştir (Tablo 4.3, Şekil 4.17).



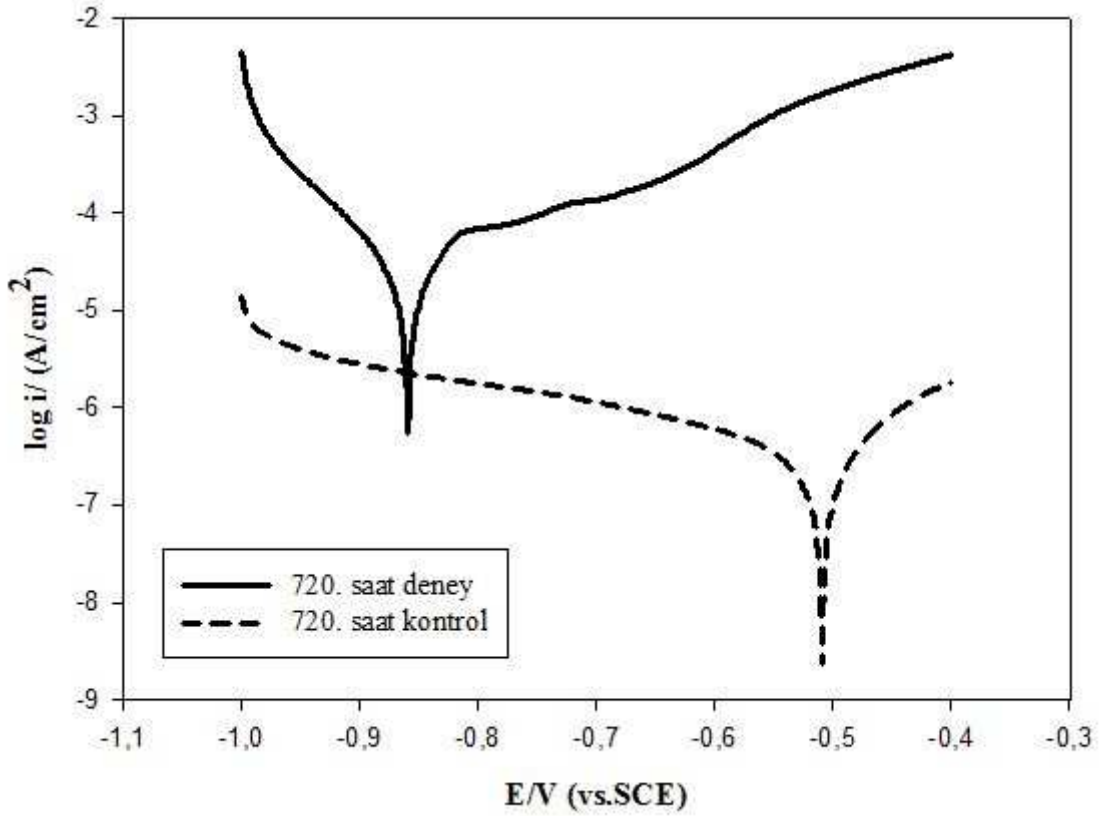
Şekil 4.17: Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 336. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

504. sa'te ait deney ve kontrol kuponlarının korozyon potansiyeli değerleri sırasıyla -0.888 V ve -0.799 V olarak tespit edilmiştir. Deney kuponunun kontrole göre korozyon akımı ve korozyon hızı değerlerinin yaklaşık 5 kat arttığı gözlemlenmiştir. Ayrıca deney süresince (2880 sa) en yüksek korozyon akımı ve hızına 504. sa'te ulaşılmış olup,  $151.30 \mu\text{A}/\text{cm}^2$  ve 71.11 mpy olarak tespit edilmişlerdir (Tablo 4.3, Şekil 4.18).



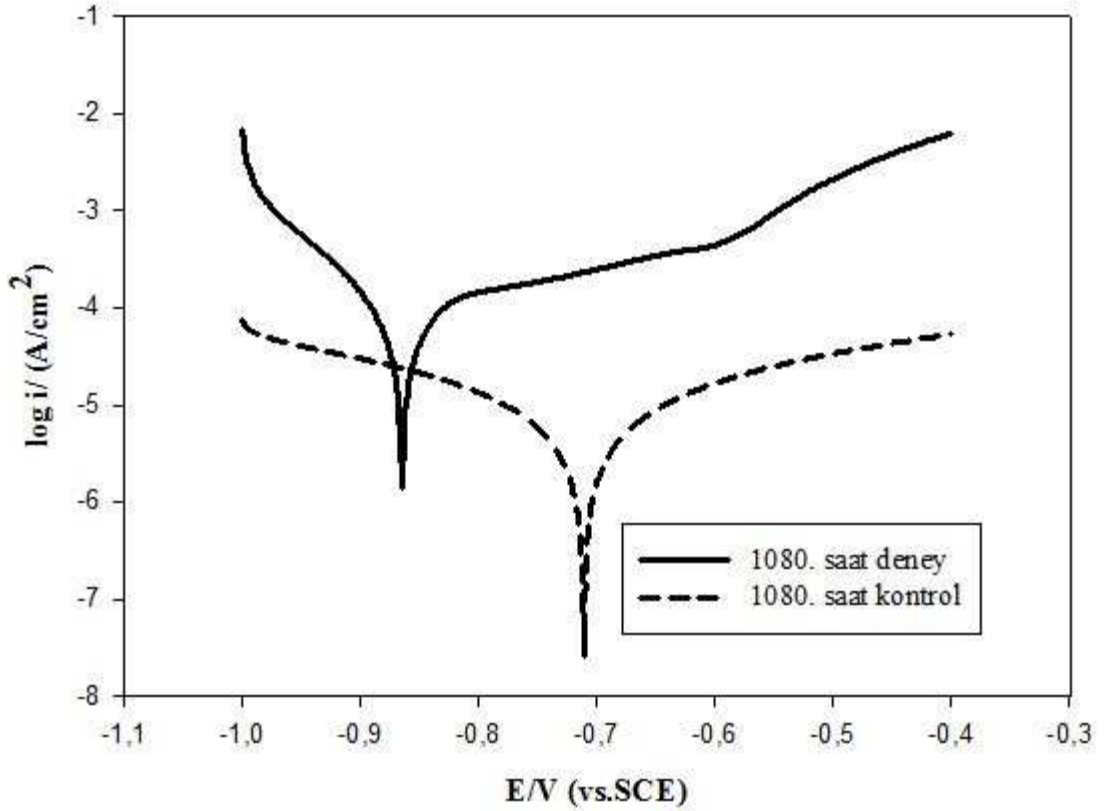
Şekil 4.18: Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 504. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

720. sa deney kuponunun korozyon potansiyelinin kontrole göre daha aktif bir değere kaydığı gözlemlenmiş olup, -0.859 V olarak tespit edilmiştir. Kontrol kuponunun korozyon potansiyelinin önceki saatlere göre anlamlı ölçüde daha soy bir değere (-0.509 V) kaydığı saptanmıştır(Tablo 4.3, Şekil 4.19).



Şekil 4.19: Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 720. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

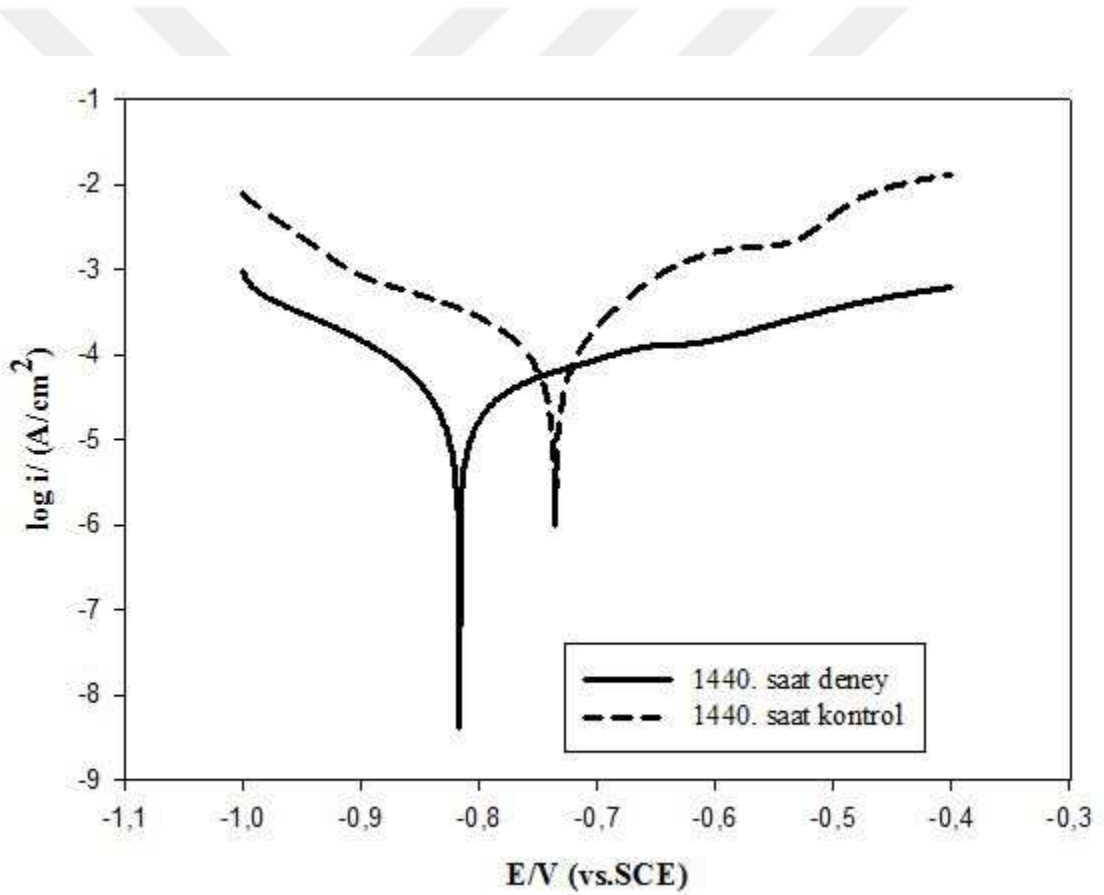
1080. sa'tedeneý ve kontrol korozyon akımı değerleri sırasıyla  $75.66\mu\text{A}/\text{cm}^2$  ve  $8.12\mu\text{A}/\text{cm}^2$ , korozyon hızı değerleri ise  $35.56\text{mpy}$  ve  $3.82\text{mpy}$  olarak tespit edilmiştir. Deney ve kontrol kuponlarının korozyon potansiyellerinin 720. sa' te göre (sırasıyla  $-0.859$ ,  $-0.509$ ) daha aktif değerlerde olduğu (sırasıyla  $-0.865\text{ V}$ ,  $-0.711\text{ V}$ ) tespit edilmiş olup, özellikle kontrole ait değişimin anlamlı olduğu grlmştir (Tablo 4.3, Őekil 4.20).



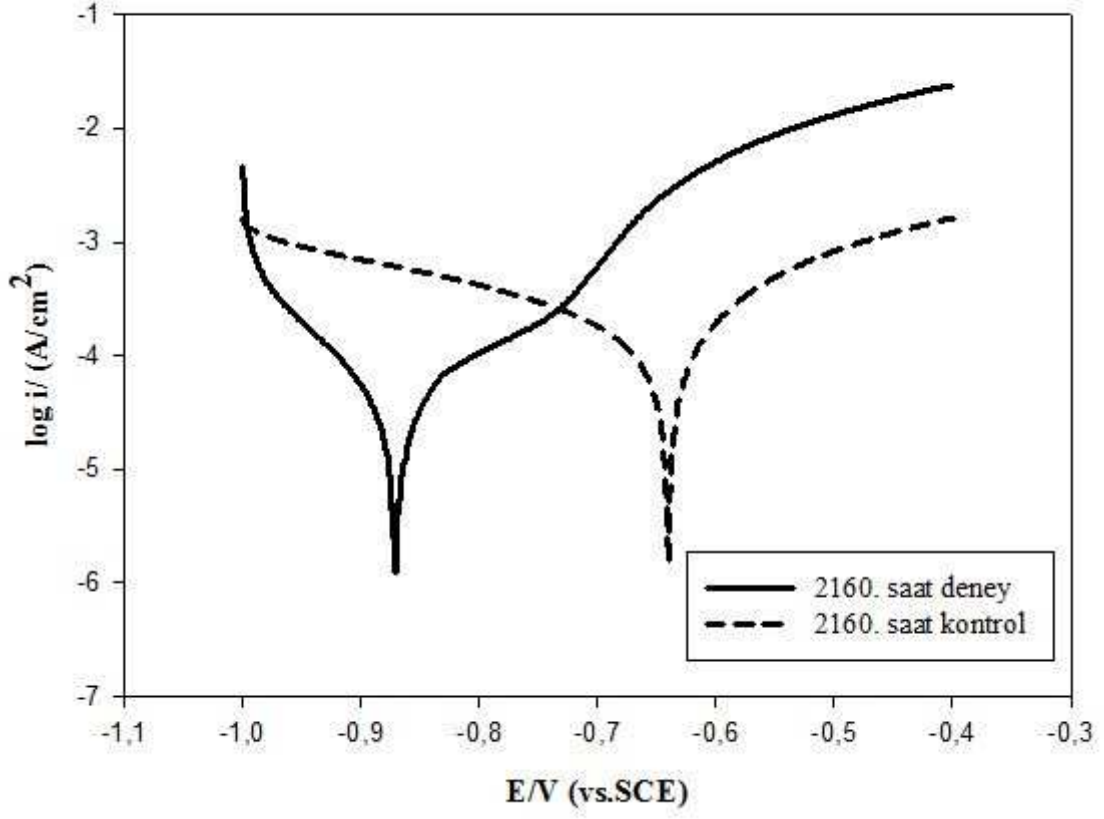
**Şekil 4.20:**retim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 1080. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

1440. sa' tedney kuponunununkorozyon potansiyelinin kontrole göre daha aktif bir değere kaydığı belirlenmiş olup, -0.817 V olarak tespit edilmiştir.

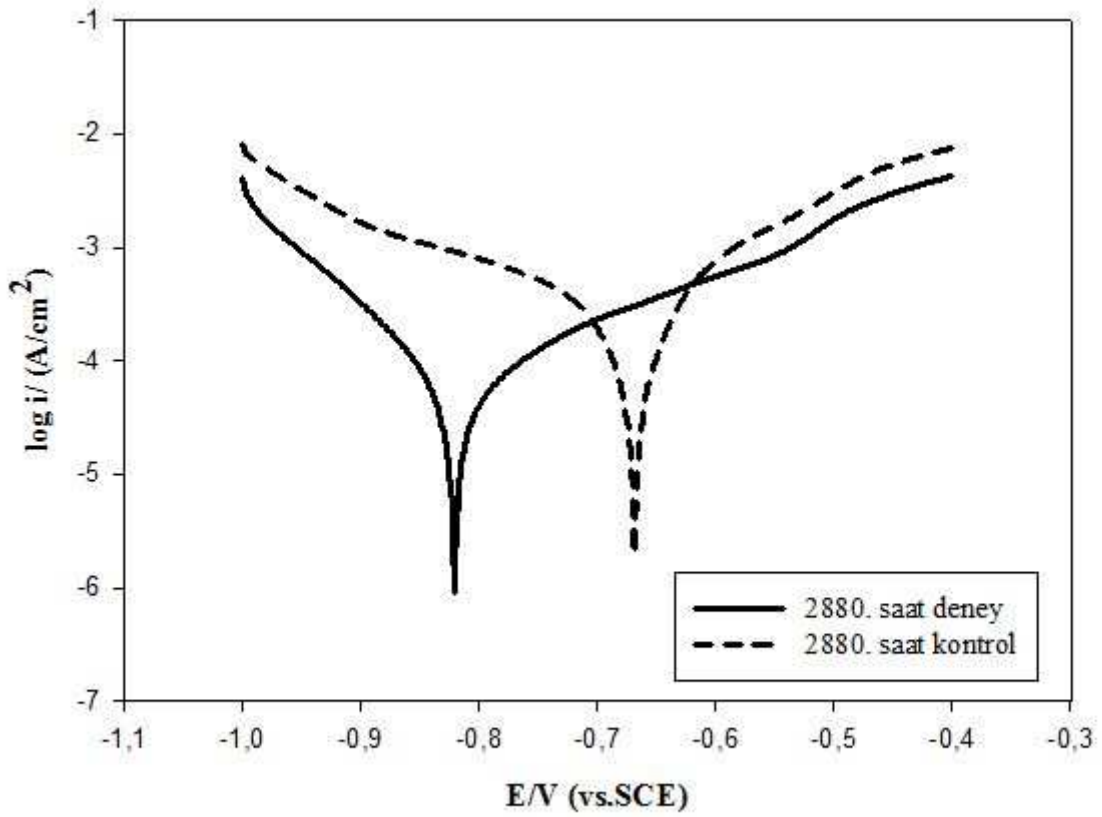
Korozyon akım değerlerinde ise önceki saatlerden farklı olarak kontrolde anlamlı bir artış olduğu ve deneyin yaklaşık 4 katına ulaştığı tespit edilmiştir. Bu durum 1440. sa'ten itibaren N80 çeliğinin mikrobiyal korozyonun kontrolü altında olmadığına işaret etmektedir. Ayrıca 2160 ve 2880. sa'lerde de kontrol kuponlarının korozyon akım değerlerinin deney kuponlarından yüksek olduğu ve özellikle 2880. sa'te yaklaşık 2 katına ulaştığı tespit edilmiştir (Tablo 4.3, Şekil 4.21).



**Şekil 4.21:** Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 1440. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.



Şekil 4.22: Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 2160. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.



**Şekil 4.23:** Üretim suyuna maruz bırakılan deney ve kontrol kuponlarının 2880. sa'te ait potansiyodinamik polarizasyon eğrileri.

Deney düzeneğindeki korozyon hız değerlerinin, kontrol düzeneğindikilerden anlamlı derecede yüksek ( $p < 0.05$ ) olduğu belirlenmiştir. Elektrokimyasal deneylerden elde edilen veriler de gravimetrik yöntemden elde edilen bulgular gibi N80 çeliğinin mikrobiyolojik olarak korozyona uğradığına işaret etmektedir.



## 5. TARTIŞMA VE SONUÇ

TPAO ile görüşmeler esnasında Adıyaman Bölgesindeki petrol sahalarında yer alan N80 tubing borularında ciddi şekilde korozyon görüldüğü ve bu korozyonun, üretimi olumsuz yönde etkilediği bilginin edinilmiştir. Üretimi etkileyen ve dolayısıyla da ekonomik sorunlar yaratan bu korozyon probleminin MIC kökenli olup olmadığının araştırılması için bu tez çalışması planlanmıştır. Bu kapsamda, petrol üretiminde bölgede tubing çeliği olarak kullanılan N80 çeliğinin, TPAO Adıyaman Bölge Müdürlüğü Karakuş Petrol Sahası'ndan alınan üretim suyuna 2880 sa süresince maruz bırakılarak MIC davranışı incelenmiştir.

Deney kuponlarının korozyon hızının 720. sa'te kadar kontrolün korozyon hızından yüksek olduğu, fakat devamında azaldığı tespit edilmiştir (Şekil 4.1). Bu durum, 720. sa'te kadar metalde oluşan korozyondan mikroorganizmaların sorumlu tutulabileceğine, fakat sonrasında ise oluşan korozyonun mikroorganizmaların kontrolü altında gerçekleşmediğine işaret etmektedir. 720. sa sonrasında kuponların yüzeyinde yoğun bir şekilde pas tabakasının oluştuğu görülmüştür. Bu kalın pas tabakasının, bakterileri öldürmüş veya kupon yüzeyine ulaşmasını engellemiş olabileceği düşünülmektedir.

1080. sa'te deney kuponlarının yüzeyinde çok sayıda oyuklanma gözlemlenmiştir (Şekil 4.6a). Bununla birlikte kontrol kuponlarının yüzeyinde de deneydekine oranla daha az sayıda olmak üzere oyuk oluşumu görülmüştür (Şekil 4.6b). Kontrol kuponlarının yüzeyinde oluşan oyukların, üretim suyunun fizikokimyasal içeriğinden kaynaklandığı düşünülmektedir. Liu ve diğ. (2009) N80 çeliği, Dwivedi ve diğ. (2017) ise karbon çelik ile yaptıkları çalışmalarında, CO<sub>2</sub>'nin korozyona neden olduğunu rapor etmişlerdir. Iannuzzi ve diğ. (2017), H<sub>2</sub>S konsantrasyonu %5-10 hacim seviyesini aştığında, elementel S mevcut olabileceğini, bunun da su fazının oksitleyici gücünü artırarak ortamı aşırı korozif hale getireceğini bildirmişlerdir. Perez (2013), CO<sub>2</sub>, sıcaklık, pH, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub> ve organik asitlerin tek başlarına ya da birbirleri ile etkileşimleriyle de petrol endüstrisinde korozyona neden olduğunu rapor etmiştir. Craig (1998), petrol içeriğindeki su miktarının, çözeltinin iletkenlikten dolayı aşındırıcılık potansiyelini arttırdığını; korozyonun büyüklüğü belirlenemese de iletkenliğin, oluşabilecek korozyonun erken bir uyarısı olarak değerlendirilebileceğini; elde edilen iletkenlikten çeliğin korozyonu için 10<sup>-7</sup>s/cm veya daha yüksek bir iletkenliğin gerekli olduğu varsayılarak,

çözümlerin aşındırıcılığının ön tahmini yapılabileceğini rapor etmiştir. Li ve diğ. (2008), ve Du ve diğ. (2008),  $\text{HCO}_3$ 'ün boru hattı çeliklerinin korozyon davranışında önemli bir rol oynadığını bildirmişlerdir. Li ve diğ. (2008), boru hattı X80 çeliğinin  $\text{HCO}_3$  etkisi ile korozyona uğradığını rapor etmişlerdir. Gonzalez-Rodriguez ve diğ. (2002), yüksek miktarlardaki  $\text{HCO}_3$ 'invarlığında metal yüzeyindeki pasif filmin bozulduğunu ve anodik çözünmenin başladığını bildirmişlerdir. Lu ve diğ., (2006), ve Hamadou ve diğ. (2005), farklı potansiyellerde karbon çelik yüzeyindeki oyuk oluşumunun iletkenlik ile ilişkisini incelemişler ve iletkenlik ile doğru orantılı olarak oyuk oluşumunun arttığını bildirmişlerdir. Li ve diğ. (2007), Marcus ve diğ. (2008) ve Cheng ve diğ. (1999), Cl iyonunun güçlü aşındırıcı etkisi ile kupon yüzeyinde oluşan pasif koruyucu filmin lokal olarak bozulmasına ve böylece metal yüzeyinde oyuklaşmanın başlamasına yol açtığını rapor etmişlerdir. Üretim suyunun tuz içeriğinin %1.756 olduğu tespit edilmiştir. Yoğun tuz içeriğinin çelik yüzeylerde oyuk oluşumuna yol açtığı literatür bilgisinde yer verilmiştir (Asaduzzaman ve diğ., 2011, Liu ve diğ., 2018).

Deney süresince sıcaklık, deney ortamı olarak kullanılan üretim suyunun alındığı seperatörün sıcaklığı baz alınarak  $70^\circ\text{C}$ 'de sabit tutulmuştur. Zhang ve diğ. (2015), üretim suyu ile yaptıkları çalışmalarında, sıcaklık arttıkça korozyon hızının arttığını rapor etmişlerdir. Bununla beraber Wang ve diğ. (2017), üretim suyunun korozyona etkisini farklı sıcaklıklarla inceledikleri çalışmalarında, korozyon hızının  $70^\circ\text{C}$ 'ye kadar sıcaklıkla doğru orantılı olarak arttığını, sıcaklık  $80^\circ\text{C}$ -  $90^\circ\text{C}$ 'ye ulaştığında ise korozyon hızının sıcaklıkla orantılı olarak artmadığını tespit etmişlerdir. Bunun sebebi olarak  $70^\circ\text{C}$ 'nin üzerindeki sıcaklıklarda metal yüzeyinde korozyon ürünlerinin varlığı ile oluşan koruyucu bir tabaka meydana geldiğini belirtmişlerdir. Bu sonuç ile korozyon hızının  $70^\circ\text{C}$ 'de en yüksek değerine ulaştığını rapor etmişlerdir. Nesic ve diğ. (2007), genellikle  $60^\circ\text{C}$ - $80^\circ\text{C}$  arası sıcaklık aralığında tortulaşma ve koruyucu bir  $\text{FeCO}_3$  tabakası oluştuğunu rapor etmişlerdir. Nitekim çalışmalarımız esnasında N80 çeliğinin yüzeyinde yoğun bir pas tabakasının oluştuğu görülmüştür (Şekil 4.1). Munoz ve diğ. (2005) ve Kemani ve diğ. (2003), sıcaklık arttıkça,  $\text{FeCO}_3$  çözünürlüğünün azaldığını ve çökelmelerin çok daha hızlı olduğunu, korozyon ürün katmanlarının çelik yüzeyine daha yoğun bir şekilde yapıştığını bu durumun korozyon hızının düşmesine neden olduğunu rapor etmişlerdir. Çelik yüzey korozyon ürünleri ile kaplandığında, korozyon hızı düşer ve korozyon işlemi iyonların difüzyon işlemi ile kontrol edilir. Bununla birlikte bu tez

çalışmasında zamanla yüzeydeki birikintilerin yoğun bir şekilde arttığı gözlenmesine rağmen, özellikle deneyin son saatlerinde korozyon hızının arttığı tespit edilmiştir.

Deney süresince kullanılan iki yöntemden elde edilen sonuçlar incelendiğinde, her iki yöntem ile elde edilen bulgular, N80 çeliğinin mikrobiyal olarak korozyona uğradığına işaret etmekle birlikte, yöntemlerden elde edilen saat bazındaki değerlerin kendi içinde farklılık gösterdiği görülmüştür. Bu durum, N80 çeliğinin yüksek korozyon hızı nedeni ile yüzeyinde oluşan korozyon ürünlerinin çok yoğun olmasından kaynaklanabilir. Gravimetrik analiz, tüm korozyon izleme tekniklerinin en iyi bilinen ve en basit olanıdır. Bununla birlikte yöntemin dezavantajı, sonuçların elde edilmesinin uzun zaman alması ve sonucun yalnızca ortalama değerler vermesidir. Kuponlar düzeneğin kurulduğu ve düzenekten çıkarıldığı andan itibaren ortalama bir korozyon hızını verecektir. Ayrıca tekniğin bir diğer dezavantajı, maruz kalma süresi boyunca bir farklılık meydana gelirse, hangi zamanda oluştuğunun ve oluşma süresinin belirlenememesidir. Ek olarak, en yüksek değerine ve süresine bağlı olarak, istatistiksel olarak anlamlı bir ağırlık kaybı kaydedilememektedir. Elektrokimyasal yöntemin ise çok düşük korozyon hızlarının tespit edilmesi, korozyon akımı ve korozyon hızının kısa zaman içerisinde bulunabilmesi gibi avantajları vardır. Ancak, dezavantaj olarak bu yöntemde, doğruluk ve hassasiyet konuları çoğu zaman tartışılmıştır. Elektrokimyasal yöntemde yüksek doğruluk ve hassasiyet, sıcaklık, çözelti bileşimi ve yüzey durumu gibi değişkenlerin doğru kontrolünü gerektirmektedir. Bununla birlikte, uygulamada bu gibi önemli parametrelerin yakından kontrol edilmesi çoğu zaman imkânsızdır. Ek olarak, korozyon sistemleri uygulamada genellikle zamana göre değişiklik gösterir ve bu da tekrarlanabilirliği daha da zorlaştırmaktadır. Gravimetrik yöntemde mikrobiyolojik korozyonun etkisi 720. sa'te kadar görülmesine rağmen, elektrokimyasal yöntemde 1080 sa'te kadar bu etkinin devam ettiği tespit edilmiştir. Bu nedenle, sonuçların güvenilirliğini arttırmak için korozyon deneylerinde her iki yöntemde eş zamanlı olarak kullanılması önerilmektedir.

## KAYNAKLAR

- Adamiec, P. and Dziubinski, J., 2003, Hydrogen cracks in welded steel pipes – Part 1: Formation and parameters, *Welding research abroad*, 49, 24-27.
- Asaduzzaman, M.D., Mohammad, M. and Islam, M.M., 2011, Effects of concentration of sodium chloride solution on the pitting corrosion behavior of 304l austenitic stainless steel, *Chemical industry and chemical engineering quarterly*, 17 (4), 477-483.
- American Society for Testing and Material, 2011, *Practice for preparing, cleaning and evaluating corrosion test specimens*, In: Annual book of ASTM standards, Designation: G1-81, American Society for Testing Materials, Philadelphia, 89-93.
- Bachmann, R.T., Johnson, A.C. and Edyvean, R.G.J., 2014, Biotechnology in the petroleum industry: An overview, *International biodeterioration & biodegradation*, 86, 225-237.
- Barth, T., 1991, Organic acids and inorganic ions in waters from petroleum reservoirs, Norwegian continental shelf: a multivariate statistical analysis and comparison with American reservoir formation waters. *Application geochemical*, 6, 1-15.
- Bastin, E.S., 1926, The presence of sulphate reducing bacteria in oil fields water, *Science*, 63, 21-24.
- Baeckmann, W., 1997, *Handbook of cathodic corrosion protection*, 3<sup>rd</sup> ed., McGraw Hill, New York.
- Beeder, J., Nilsen, R.K., Rosnes, J.T., Torsvik, T. And Lien, T., 1994, *Archaeoglobus fulgidus* isolated from hot North Sea oil field water, *Application environment microbiology*, 60, 1227-1231.
- Beech, I.B. and Sunner, J., 2004, Biocorrosion: towards understanding interactions between biofilms and metals, *Current opinion in biotechnology*, 15 (3), 181-186.
- Belyaev, S.S. and Ivanov, M.V., 1983, Bacterial methanogenesis in underground waters, *Ecology bulletin*, 35, 273-280.
- Belyaev, S.S., Obraztsova, A.Y., Laurinavichus, K.S. and Bezrukova, L.V., 1986, Characteristics of rod-shaped methane-producing bacteria from oil pool and description of *Methanobacterium ivanovii*, *Microbiology*, 55, 821-826.
- Bhupathiraju, V.K., McInerney, M.J., Woese, C.R. and Tanner, R.S., 1999, *Haloanaerobium kushneri* sp. nov., an obligately halophilic, anaerobic bacterium from an oil brine, *International journal of systematic bacteriology*, 49, 953-960.

- Bian, X.Y., Mbadinga, S.M., Liu, Y.F., Yang, S.Z., Liu, J.F., Ye, R.Q., Gu, J.D. and Mu, B.Z., 2015, Insights into the anaerobic biodegradation pathway of n-alkanes in oil reservoirs by detection of signature metabolites, *Science represent*, 5, 1-12.
- Boll, M., Löffler, C., Morris, B.E. and Kung, J.W., 2014, Anaerobic degradation of homocyclic aromatic compounds via arylcarboxyl-coenzyme A esters: organisms, strategies and key enzymes, *Environment microbiology*, 16, 612-627.
- Brondel, D., Edwards, R., Hayman, A., Hill, D., Mehta, S. and Semerad. T., 1994, Corrosion in the oil industry, *Oilfield review*, 4-18.
- Campanac, C., Pineau, L., Payard, A., Baziard-Mouysset, G. and Roques, C., 2002, Interactions between biocide cationic agents and bacterial biofilms, *Antimicrobial agents and chemotherapy*, 46, 1469-1474.
- Champion Technologies, 2012, Corrosion mitigation for complex environments, *Champion Technologies*, Houston.
- Cheng, L., Qiu, T.L., Yin, X.B., Wu, X.L., Hu, G.Q., Deng, Y. And Zhang, H., 2007, *Methermicoccus shengliensis* gen. nov., sp. nov., a thermophilic, methylotrophic methanogen isolated from oil-production water, and proposal of *Methermicoccaceae* fam. nov., *International journal system evolution microbiology*, 57, 2964-2969.
- Cheng, Y, F., Wilmott, M. and Luo, J, L., 1999, The role of chloride ions in pitting of carbon steel studied by the statistical analysis of electrochemical noise, *Applied surface science* 152 (3-4), 161-168.
- Chilingar, G. and Beeson, C., 1969, *Surface operations in petroleum production*, American Elsevier, New York.
- Corbin, D. and Willson, E., 2007, New technology for real-time corrosion detection, *Tri-service corrosion conference*, USA.
- Costa, A.S., Romao, L.P., Araujo, B.R., Lucas, S.C., Maciel, S.T., Wisniewski A.J. and Alexandre, M.R., 2012, Environmental strategies to remove volatile aromatic fractions (BTEX) from petroleum industry wastewater using biomass, *Bioresource technology* 105, 31-39.
- Craig, B., 1998, Predicting the conductivity of water-in-oil solutions as a means to estimate corrosiveness, *Corrosion*, 54, 657-662.
- Dang, P.N., Dang, T.C.H., Lai, T.H., Stan-Lotter, H., 1996, *Desulfovibrio vietnamensis* sp. nov., a halophilic sulfate-reducing bacterium from vietnamese oil fields, *Anaerobe.*, 2, 385-392.
- Davydova-Charakhchyan, I.A., Kuznetsova, V.G., Mityushina, L.L and Belyaev, S.S., 1992, Methane-forming bacilli from oil fields of Tataria and western Siberia, *Microbiology*, 61, 299-305.

- Dahle, H. and Birkeland, N.K., 2006, *Thermovirga lienii* gen. nov., sp. nov., a novel moderatelythermophilic, anaerobic, amino-acid-degrading bacterium isolated from a North Sea oil well, *International journal system evolution microbiology*, 56, 1539-1545.
- Davey, M.E., Wood, W.A., Key, R., Nakamura, K. and Stahl, D.A., 1993, Isolation of threespecies of *Geotoga* and *Petrotoga*: two new genera, representing a new lineage in the bacterial line of descent distantly related to the “*Thermotogales*”, *System application microbiology*, 16, 191-200.
- Dean, F. and Powell, S., 2006, Hydrogen flux and high temperature acid corrosion, 06436th edition, *NACEExpo 2006 conference*.
- Dexter, S. C., Duquette, D. J. and Videla H.A., 1991, Use and limitations of electrochemical techniques for investigating microbiological corrosion, *Corrosion*, 47, 308-318.
- De Waard, C. and Lotz. U., 1994, Prediction of CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel, EFC publication number 13, *The Institute of Materials*, London.
- Du, C. W., Li, X. G. and Chen, X., 2008, Crevice corrosion behavior of X70 steel in HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> solution under cathodic polarization, *Acta metallurgy single english letter*, 21, 235.
- Dugstad, A., 1992, The importance of FeCO<sub>3</sub> supersaturation on the CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steels, *NACE International*, Houston, TX, Paper 14.
- Dwivedi C., Lepkova K. and Becker T., 2017, Carbon steel corrosion: a review of key surface properties and characterization methods, *Royal sociey of chemistry*, 7, 4580-4610.
- Ekins, P., Vanner, R. and Firebrace, J., 2007, Zero emissions of oil in water from offshore oil and gas installations: economic and environmental implications, *Journal cleaner production*, 1302–1315.
- Energy Institute, 2008, Guidance for corrosion management in oil and gas production and processing, *Annual report*, London.
- Esaklul, K. A., 2017, *Trends in oil and gas corrosion research and technologies*, 1<sup>st</sup> ed., Woodhead Publishing, Sawston.
- Fardeau, M.L., Ollivier, B., Patel, B.K.C., Magot, M., Thomas, P., Rimbault, A., Rocchiccioli, F. and Garcia, J.L., 1997, *Thermotoga hypogea* sp. nov., a xylanolytic, thermophilic bacterium from an oil-producing well, *International journal system bacteriology*, 47, 1013-1019.
- Fathepure, B.Z., 2014, Recent studies in microbial degradation of petroleum hydrocarbons in hypersaline environments, *Frontiers Microbiology*, 5 (173), 1-16.
- Feng, W.W., Liu, J.F., Gu, J.D. and Mu, B.Z., 2011, Nitrate-reducing community in production water of three oil reservoirs and their responses to different carbon sources revealed by nitrate-reductase encoding gene (napA), *Internationalbiodegradation*, 65, 1081-1086.

- Fowler, S.J., Dong, X., Sensen, C.W., Suflita, J.M. and Gieg, L.M., 2012, Methanogenic toluene metabolism: community structure and intermediates, *Environment microbiology*, 14, 754-764.
- Galushko, A.S., and Rozanova, E.P., 1991, *Desulfobacterium cetonicum*. sp. nov: a sulfate reducing bacterium which oxidizes fatty acids and ketones, *Microbiology*, 60, 102-107.
- Gatzky, L. and Hausler, R., 1984, A novel correlation of tubing corrosion rates and gas production rates, *Advances in CO<sub>2</sub> corrosion*, 1, 87.
- Gevertz, D., Telang, A.J., Voordouw, G. and Jenneman, G.E., 2000, Isolation and characterization of strains CVO and FWKO B, two novel nitrate-reducing, sulfide-oxidizing bacteria isolated from oil field brine, *Applied Environmental Microbiology*, 66, 2491-2501.
- Gonzalez-Rodriguez, J.G., Casales, M., Salinas-Bravo, V.M., Albarran, J.L. and Martinez, L., 2002, Effect of microstructure on the stress corrosion cracking of X-80 pipeline steel in diluted sodium bicarbonate solutions, *Corrosion*, 58, 584-590.
- Grabowski, A., Tindall, B.J., Bardin, V., Blanchet, D. and Jeanthon, C., 2005, *Petrimonas sulfuriphila* gen. nov., sp. nov., a mesophilic fermentative bacterium isolated from a biodegraded oil reservoir, *International Journal System Evolution Microbiology*, 55, 1113-1121.
- Grassia, G.S., McLean, K.M., Glenat, P., Bauld, J. and Sheehy, A.J., 1996, A systematic survey for thermophilic fermentative bacteria and archaea in high temperature petroleum reservoirs, *FEMS microbiol ecology*, 21, 47-58.
- Graeme, W., 2010, Corrosion protection of metals in marine environment, *J metal corrosion protection*, Chemistry department, University of Auckland.
- Greene, A.C., Patel, B.K.C. and Sheehy, A., 1997, *Deferribacter thermophilus* gen. nov., sp. nov., a novel thermophilic manganese- and iron-reducing bacterium isolated from a petroleum reservoir, *International journal system bacteriology*, 47, 505-509.
- Guyer, J., 2009, *An introduction to cathodic protection*, Continuing Education and Development Inc., New York.
- Hall, C., Tharakan, P., Hallock, J., Cleveland, C., and Jefferson, M., 2003. Hydrocarbons and the evolution of human culture, *Nature*, 426, 318-322.
- Hamadou, L., Kadri, A. and Benbrahim, N., 2005, Characterisation of passive films formed on low carbon steel in borate buffer solution (pH 9.2) by electrochemical impedance spectroscopy, *Applied surface science*, 252, 1510-1519.
- Hamilton, W.A., 1985, Sulphate-reducing bacteria and anaerobic corrosion, *Annual reviews of microbiology*, 39, 195-217.

- Hussain, A., Hasan, A., Javid, A. and Qazi, J.I., 2016, Exploited application of sulfate-reducing bacteria for concomitant treatment of metallic and non-metallic wastes: a mini review, *Biotechnology*, 6 (119), 1-10.
- Junzhang, L., Bin, H., Gongzhe, C., Jing, W., Yun, F. and Xiaming, T., 2014, A study on the microbial community structure in oil reservoirs developed by water flooding, *journal of petroleum science and engineering*, 122, 354-359.
- Kermani, M. and Harrop, D., 1996, The impact of corrosion on the oil and gas industry, *SPE production facilities*, 11, 186–190.
- Kermani, M. B. and Morshed, A., 2003, Carbon dioxide corrosion in oil and gas production-a compendium, *Corrosion*, 59(8), 659-683.
- Khandpur, R. S., 2015, *Handbook of analytical instruments*, 2<sup>nd</sup> ed., McGraw Hill, India, ISBN: 007-0604-606.
- Kobrin, G., 1993, *A practical manual on microbiologically induced corrosion*, NACE.
- Koch, G.H., Brongers, M.P.H., Thompson, N.G., Virmani, Y.P., and Payer, J.H., 2001, *Corrosion costs and preventive strategies in the United States*. FHWA-RD-01–156. [Online.] Federal Highway Administration, Washington, D.C. <http://www.corrosioncost.com/>.
- Lazzari, L. and Pedferri, P., 2006, *Cathodic protection*, 1<sup>st</sup> ed., McGraw Hill, New York.
- Lee, J.S., McBeth, J.M., Ray, R.I., Little, B.J. and Emerson, D. 2013, Iron cycling at corroding carbon steel surfaces, *Biofouling*, 29, 1243–1252.
- Li, D. G., Feng, Y. R. and Bai, Z. Q., 2007, Influence of temperature, chloride ions and chromium element on the electronic property of passive film formed on carbon steel in bicarbonate/carbonate buffer solution, *Electrochimica acta*, 52 (28), 7877-7884.
- Li, H., Chen, S., Mu, B.Z. and Gu, J.D., 2010, Molecular detection of anaerobic ammoniumoxidizing (anammox) bacteria in high-temperature petroleum reservoirs, *Microbiological ecology*, 60, 771-83.
- Li, H., Wang, X.L., Mu, B.Z., Gu, J.D., Liu, Y.D. and Lin, K.F., 2013, Molecular detection, quantification and distribution of alkane-degrading bacteria in production water from lowtemperature oilfields, *International biodegradation*, 76, 49-57.
- Li, M.C. and Cheng, Y.F., 2008, Corrosion of the stressed pipe steel in carbonate–bicarbonate solution studied by scanning localized electrochemical impedance spectroscopy, *Electrochimica acta*, 53 (6), 2831-2836.
- Liamleam, W. and Annachhatre, A.P., 2007, Electron donors for biological sulfate reduction, *Biotechnology advances*, 25, 452-463.



- Liu, X., Okafor, P.C. and Zheng, Y.G., 2009, The inhibition of CO<sub>2</sub> corrosion of N80 mild steel in single liquid phase flow by aminoethyl imidazoline derivatives, *Corrosion science*, 51, 744–751.
- Liu, C., Gong, M. and Zheng, X., 2018, Pitting corrosion of 2205 duplex stainless steel at high concentrations of NaCl solution, *International journal of electrochemical science*, 13, 7432 – 7441.
- Liang, B., Wang, L.Y., Zhou, Z., Mbadanga, S.M., Zhou, L., Liu, J.F., Yang, S.Z., Gu, J.D. and Mu, B.Z., 2016, High frequency of *Thermodesulfovibriospp.* and *Anaerolineaceae* in association with *Methanoculleus spp.* in a long-term incubation of n-alkanes-degrading methanogenic enrichment culture, *Frontiers microbiology*, 7 (1431), 1-12.
- Little, B., Wagner, P. and Mansfeld, F., 1992, An overview of microbiologically influenced corrosion, *Electrochimica acta*, 37 (12), 2185-2194.
- Little, B.J., Wagner P.A. and Mansfeld F., 1997, Microbiologically Influenced Corrosion Corrosion Testing Made Easy, *NACE International*, Vol 5, Houston TX.
- Little, B.J. and Lee J.S., 2007, *Microbiologically influenced corrosion*, Wiley, Hoboken, NJ.
- Lopez, D. A., T. Perez and S. N. Simison, 2003, The influence of microstructure and chemical composition of carbon and low alloy steels in CO<sub>2</sub> corrosion, A state-of-the-art appraisal, *Materials and Design*, 24, (8), 561–575.
- Lu, Z., Huang, C. and Huang, D., 2006, Effects of a magnetic field on the anodic dissolution, passivation and transpassivation behaviour of iron in weakly alkaline solutions with or without halides, *Corrosion science*, 48 (10), 3049-3077.
- Lucia, L.A., Argyropoulos, D.S., Adamopoulos, L. and Gaspar, A.R., 2006, Chemicals and energy from Biomass, *Canadian journal of chemistry*, 84, 960-970.
- Iannuzzi, M., Barnoush, A. and Johnsen R., 2017, Materials and corrosion trends in offshore and subsea oil and gas production, *npj Materials degradation*, 1, 1-11.
- Iverson, N. P., 1972, *Advance in corrosion sciences*, Vol 2, Plenum Press, New York.
- Magot, M., Basso, O., Tardy-Jacquenod, C. and Caumette, P., 2004, *Desulfovibrio bastiniisp. nov.* and *Desulfovibrio gracilisp. nov.*, moderately halophilic, sulfate-reducing bacteria isolated from deep subsurface oilfield water, *International journal system microbiology*, 54, 1693-1697.
- Magot, M., Caumette, P., Desperrier, J.M., Matheron, R., Dauga, C., Grimont, F. and Carreau, L., 1992, *Desulfovibrio longus sp. nov.*, a sulfate-reducing bacterium isolated from an oilproducing well, *International journal system bacteriology*, 42, 398-403.
- Magot, M., Fardeau, M.L., Arnauld, O., Lanau, C., Ollivier, B., Thomas, P. and Patel, B.K.C., 1997a, *Spirochaeta smaragdinae sp. nov.*, a new mesophilic strictly anaerobic spirochete from an oil field, *FEMS microbiology letter*, 155, 185-191.

- Madigan, M.T., Martinko, J.M. and Brock, T.D., 2006, *Brock biology of microorganism*, 11<sup>th</sup> ed., Pearson Prentice Hall, New Jersey.
- Madigan, M.T., Martinko, J.M., Bender, K.S., Buckley D.H., Stahl D.A. and Brock T.D., 2015, *Brock biology of microorganisms*, 14<sup>th</sup> ed., Pearson Education, Harlow.
- Magot M., Ollivier B. and Patel B.K.C., 2000, Microbiology of petroleum reservoirs, *Antonie van leeuwenhoek*, 77( 2), 103–116.
- Magot, M., Ravot, G., Campaignolle, X., Ollivier, B, Patel, B.K.C., Fardeau, M.L., Thomas,P., Crolet, J.L. and Garcia, J.L., 1997b. *Dethiosulfovibrio peptidovorans* gen. nov., sp. nov., anew anaerobic, slightly halophilic, thiosulfate-reducing bacterium from corroding offshore oil wells, *International journal system bacteriology*, 47, 818-824.
- Mansfeld, F., Liu G., Xiao, H., Tsai, CH. and Little, B.J., 1994, The corrosion behavior of copper alloys, stainless steels and titanium in seawater, *Corrosion Science*, 36 (12), 2063-2095.
- Marcus, P., Maurice, V. and Strehblow, H.H., 2008, *Tribocorrosion of Passive Metals and Coatings* 50, 2698.
- Mayilraj, S., Kaksonen, A.H., Cord-Ruwisch, R., Schumann, P., Sproer, C., Tindall, B.J. and Spring, S., 2009, *Desulfonauticus autotrophicus* sp. nov., a novel thermophilic sulfatereducing bacterium isolated from oil-production water and emended description of the genus *Desulfonauticus*, *Extremophiles*, 13, 247-255.
- Mayumi D., Mochimaru, H., Yoshioka, H., Sakata, S., Maeda, H., Miyagawa, Y., Ikarashi, M., Takeuchi, M. and Kamagata, Y., 2011, Evidence for syntrophic acetate oxidation coupled to hydrogenotrophic methanogenesis in the high-temperature petroleum reservoir of Yabase oil field (Japan), *Environmental Microbiology*, 13, 1995-2006.
- Meckenstock, R.U., Boll, M., Mouttaki, H., Koelschbach J.S., Tarouco, P.C., Weyrauch, P.,Dong, X. and Himmelberg, A.M., 2016, Anaerobic degradation of benzene and polycyclicaromatic hydrocarbons, *Journal Microbiol Biotechnology*, 26, 92-118.
- Morgan, J., 1987, *Cathodic protection*, 2<sup>nd</sup> edition, McGraw Hill, New York.
- Mormile, M.R., Biesen, M.A., Gutierrez, M.C., Ventosa, A., Pavlovich, J.B., Onstott, T.C. and Fredrickson, J.K., 2003, Isolation of *Halobacterium salinarum* retrieved directly from halite brine inclusions, *Environmental Microbiology*, 5, 1094-1102.
- Munoz, A., Genesca, J., Duran-Romero, R. and Mendoza-Flores, J., 2005, Mechanism of FeCO<sub>3</sub> Formation on API X70 pipeline steel in brine solutions containing CO<sub>2</sub>, *Corrosion NACE International*, Houston, TX, Paper 05297.
- Muthukumar, N., Rajasekar, A., Ponmariappan, S., Mohanan, S., Muralidharan, S. and Palaniswamy, N., 2003, Microbiologically influenced corrosion in petroleum product pipelines - a review, *Indian Journal of Experimental Biology*, 41(09), 1012-1022.

- Myhr, S. and Torsvik, T., 2000, *Denitrovibrio acetiphilus*, a novel genus and species of dissimilatory nitrate-reducing bacterium isolated from an oil reservoir modelcolumn, *International Journal System Bacteriology*, 50, 1611-1619.
- Nalli, K., 2010, Corrosion and its mitigation in the oil and gas industry, An overview, *PM-Pipeliners Report*.
- Nazina, T.N., Grigoryan, A.A., Shestakova, N.M., Babich, T.L., Ivoilov, V.S., Feng, Q., Ni, F., Wang, J., She, Y., Xiang, T., Luo, Z., Beliaev, S.S. and Ivanov, M.V., 2007, Microbiological investigations of high-temperature horizons of the Kongdian petroleum reservoir in connection with field trial of a biotechnology for enhancement of oil recovery, *Microbiology*, 76, 287-296.
- Nazina, T.N., Ivanova, A.E., Kanchaveli, L.P., Rozanova, E.P., 1988, A new thermophilicmethylophilic sulfate-reducing bacterium, *Desulfotomaculum kuznetsovii* sp. nov., *Microbiology* 57, 823-827.
- Nazina, T.N., Tourova, T.P., Poltarau, A.B., Novikova, E.V., Grigoryan, A.A., Ivanova, A.E., Lysenko, A.M., Petrunyaka, V.V., Osipov, G.A., Belyaev, S.S. and Ivanov, M.V., 2001, Taxonomic study of aerobic thermophilic bacilli: descriptions of *Geobacillus subterraneus* gen. nov., sp. nov. and *Geobacillus uzenensis* sp. nov. from petroleum reservoirs and transfer of *Bacillus stearothermophilus*, *Bacillus thermocatenulatus*, *Bacillus thermoleovorans*, *Bacillus kaustophilus*, *Bacillus thermoglucosidasius* and *Bacillus thermodenitrificans* to *Geobacillus* as the new combinations *G. stearothermophilus*, *G. thermocatenulatus*, *G. thermoleovorans*, *G. kaustophilus*, *G. thermoglucosidasius* and *G. Thermodenitrificans*, *Int J Syst Evol Microbiology*, 51, 433-446.
- Nešić, S., 2007, Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines – A review, *Corrosion Science*, 49, 4308-4338.
- Ni, S. and Boone, D.R., 1991, Isolation and characterization of a di-methyl sulfide-degradingmethanogen, *Methanobrevibacterium siciliae* H1350, from an oil well, *International journal system bacteriology*, 41, 410-416.
- Nimmo B and Hinds G. (2003) *Beginners Guide to Corrosion*. NPL, Teddington. [http://www.testech.ca/article/beginners\\_guide\\_to\\_corrosion.pdf](http://www.testech.ca/article/beginners_guide_to_corrosion.pdf)
- Noor, E.A. and al-Moubaraki, A.H., 2008, Corrosion behavior of mild steel in hydrochloric acid solutions, *International journal of electrochemical science*, 3, 806-818.
- Obraztsova, A.Y., Tsyban, V.E., Vichus, K.S.L., Bezrukova, L.V. and Belyaev, S.S., 1987, Biological properties of *Methanosarcina* not utilizing carbonic acid and hydrogen, *Microbiology*, 56, 807-812.
- Okoro, C.C., Ekun, O.A. and Nwume, M.Ī., 2017, Microbial community structures of an offshore and near-shore oil production facilities after biocide treatment and the potential to induce souring and corrosion, *Journal Microbiology*, 11 (5), 171-184.

- Ollivier, B., Cayol, J.L., Patel, B.K.C., Magot, M., Fardeau, M.L. and Garcia, J.L., 1997, *Methanoplanus petrolearius* sp. nov., a novel methanogenic bacterium from an oil producing well, *FEMS Microbiol Letter*, 147, 51-56.
- Orphan, V.J., Hinrichs, K.U., Iii, W.U., Paull, C.K., Taylor, L.T., Sylva, S.P. and Hayes, J.M., Delong, E.F., 2001, Comparative analysis of methane-oxidizing archaea and sulfate-reducing bacteria in anoxic marine sediments, *Application Environmental Microbiology*, 67, 1992-1934.
- Orphan, V.J., Goffredi, S.K., DeLong, E.F. and Boles, J.R., 2003, Geochemical influence on diversity and microbial processes in high temperature oil reservoirs, *Geomicrobiol Journal*, 20, 295-311.
- Oxford, W.F. And Foss R.E, 1958, *Corrosion of oil and gas well equipment*, 87th edition, division of production american petroleum institute, Dallas.
- Perez, T.E., 2013, Corrosion in the Oil and Gas Industry: An increasing challenge for materials, *The journal of the minerals, metals & materials society*, 65 (8), 1033–1042.
- Philippi, G.T., 1977, On the depth, time, and mechanism of origin of the heavy to medium gravity naphtenic crude oil, *Geochim Cosmochim*, 41, 33-52.
- Popoola, L.T., Grema, A.S., Latinwo, G.K., Gutti, B. and Balogun, A.S., 2013, Corrosion Problems During Oil and Gas Production and Its Mitigation. *International Journal of Industrial Chemistry*, 4, 1-15.
- Rainey, F.A., Zhilina, T.N., Boulygina, E. S., Stackebrandt, E., Tourova, T.P. and Zavarzin, G.A., 1995, The Taxonomic Status of the Fermentative Halophilic Anaerobic Bacteria: Description of Haloanaerobiales ord. nov., Halobacteroidaceae fam. nov., Orenia gen. nov. and further Taxonomic Rearrangements at the Genus and Species Level, *Anaerobe*, 1(4) 185-199.
- Rajeev, P., Surendranathan, A. and Murthy, C., 2012, Corrosion mitigation of the oil well steels using organic inhibitors – a review, *Journal Material Environmental Science*, 3(5), 856–869.
- Ray, J., Randall, B. and Parker, J., 1978, Use of reactive iron oxide to remove H<sub>2</sub>S from drilling fluid, *53<sup>rd</sup> Annual Fall Technology Conference of AIME*, Houston.
- Reasoner, D.J. and Geldrich, E.E., 1985, A new medium for the enumeration and subculture of bacteria from potable water, *Applied and environmental microbiology*, 49, 1-7.
- Rees, G.N., Grassia, G.S., Sheehy, A.J., Dwivedi, P.P. and Patel, B.K.C., 1995, *Desulfacinum infernum* gen. nov., sp. nov., a thermophilic sulfate-reducing bacterium from a petroleum reservoir, *International Journal System Bacteriology*, 45, 85-89.
- Rees, G.N., Patel, B.K.C., Grassia, G.S. and Sheehy, A.J., 1997, *Anaerobaculum thermoterrenum* gen. nov., sp. nov., a novel, thermophilic bacterium which ferments citrate, *International Journal System Bacteriology*, 47, 150-154.

- Sastri, V.S., Edward, G. and Mimoun, E., 2007, *Corrosion Prevention and Protection: Practical Solutions*, 1<sup>st</sup> published.
- Shi, X., Yan, W., Wang, W., Zhao, L., Shan, Y. and Yang, K., 2015, HIC and SSC Behavior of High-Strength Pipeline Steels, *Acta Metallurgica Sinica*, 28(7), 799-808.
- Shiwei, W., Gritis, N., Jackson, A. and Singh, P., 2005, Advanced onshore and offshore pipeline coating technologies, *China international oil and gas technology conference and expo*, Shanghai, China.
- Smith, L., 2013, Control of corrosion in oil and gas production tubing, *British Corrosion Journal*, 34(4):247.
- Snaveley, E., 1971, Chemical removal of oxygen from natural waters, *Journal Petrol Technology*, 23(4):443-446.
- Staudt, J. and Sauer, U., 2000, HIC and Steel Cleanliness Inspection, *WCNDT*, Roma.
- Stetter, K.O., Hoffmann, A. and Huber, R., 1993a, *Microorganisms adapted to high temperature environments*, Trends in microbial ecology, In: Guerrero, R. and Pedros-Alio C., (eds), Spanish Society for Microbiology, Barcelona, 25-28.
- Stetter, K.O. and Huber, R., 1999, The role of hyperthermophilic prokaryotes in oil fields, 8<sup>th</sup> *International Symposium on Microbial Ecology*, 369-375.
- Stetter, K.O., Huber, R., Blochl, E., Kurr, M., Eden, R.D., Fielder, M., Cash, H. and Vance, I., 1993b, Hyperthermophilic archaea are thriving in deep North Sea and Alaskan oil reservoirs, *Nature* 365, 743-745.
- Tardy-Jacquenod, C., Magot, M., Laigret, F., Kaghad, M., Patel, B.K.C., Guezennec, J., Iwitheron, R. and Caumette, P., 1996, *Desulfovibrio gabonensis* sp. nov., a new moderately halophilic sulfate-reducing bacterium isolated from an oil pipeline, *International Journal System Bacteriology*, 46, 710-715.
- Tiller, A. K., 1982, Aspects of microbial corrosion in corrosion process, *Application Science*, 185.
- Tiwari, B., Manickam, N., Kumari, S. and Tiwari, A., 2016, Biodegradation and dissolution of polyaromatic hydrocarbons by *Stenotrophomonas* sp., *Bioresource Technology*, 216, 1102-1105.
- Varjani, S.J., 2017, Microbial degradation of petroleum hydrocarbons, *Bioresour Technology*, 223, 277-286.
- Varjani, S.J., Rana, D.P., Bateja, S. and Upasani, V.N., 2013, Isolation and screening for hydrocarbon utilizing bacteria (HUB) from petroleum samples, *International Journal Current Microbiol Applied Science*, 2 (4), 48-60.
- Varjani, S.J., Rana, D.P., Jain, A.K., Bateja, S. and Upasani, V.N., 2015, Synergistic ex-situ biodegradation of crude oil by halotolerant bacterial consortium of indigenous strains

- isolated from on shore sites of Gujarat, India, *International Biodegradation*, 103, 116-124.
- Varjani, S.J. and Upasani, V.N., 2016a, Core flood study for enhanced oil recovery through exsitu bioaugmentation with thermo- and halo-tolerant rhamnolipid produced by *Pseudomonas aeruginosa* NCIM 5514, *Bioresour Technology*, 220, 175-182.
- Varjani, S.J. and Upasani, V.N., 2016c, Biodegradation of petroleum hydrocarbons by oleophilic strain of *Pseudomonas aeruginosa* NCIM 5514, *Bioresour Technology*, 222, 195-201.
- Varjani, S.J. and Upasani, V.N., 2017a, A new look on factors affecting microbial degradation of petroleum hydrocarbon pollutants, *International Biodegradation*, 120, 71-83.
- Varjani, S.J. and Upasani, V.N., 2017c, Crude oil degradation by *Pseudomonas aeruginosa* NCIM 5514: Influence of process parameters, *Indian Journal Expo*, 55, 493-497.
- Vetriani, C., Speck, M.D., Ellor, S.V., Lutz, R.A. and Starovoytov, V., 2004, *Thermovibrio ammonificans* sp. nov., a thermophilic, chemolithotrophic, nitrate-ammonifying bacterium from deep-sea hydrothermal vents, *International Journal System Bacteriology*, 54, 175-181.
- Videla H. A., 2001, Microbially induced corrosion: an updated overview, *International Biodeterioration & Biodegradation*, 48 (1) ,176-201.
- Videla H. A. And Herrera L. K., 2005, Microbiologically influenced corrosion: looking to the future, *International Microbiology*, 8 (3), 169-180.
- Vreeland, R.H., Jones, J., Monson, A., Rosenzweig, W.D., Lowenstein, T.K. and Timofeeff, M., 2007, Isolation of live cretaceous (121–112 million years old) halophilic Archaea from primary salt crystals. *Geomicrobiol Journal*, 24, 275-282.
- Wang, B., Xin, T. and Gao, Z., 2017, Role of HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> and Cl<sup>-</sup> in the Pitting of 20CrMo Steel in simulated oil field environment, *International Journal of Electrochemical Science*, 12, 7205-7215.
- Weeter, R., 1965, Desorption of oxygen from water using natural gas for counter-current stripping, *Journal Petrol Technology*, 17(5), 51.
- Wilkes, H., Buckel, W., Golding, B.T. and Rabus, R., 2016, Metabolism of hydrocarbons in *n* alkane utilizing anaerobic bacteria, *Microbiol Biotechnology*, 26, 138-151.
- Yang, G.C., Zhou, L., Mbadinga, S.M., You, J., Yang, H.Z., Liu, J.F., Yang, S.Z., Gu, J.D. and Mu, B.Z., 2016, Activation of CO<sub>2</sub>-reducing methanogenesis in oil reservoir after addition of nutrient, *Bioengineering*, 122, 740-747.
- Zhang, J., Aiguo, J., Yanan X. and Jianyun, H., 2018, Numerical Investigation on Multiphase Erosion-Corrosion Problem of Steel of Apparatus at a Well Outlet in Natural Gas Production, *Journal of Fluids Engineering*, 140 (12).

- Zhao, F., Zhou, J.D., Ma, F., Shi, R.J., Han, S.Q., Zhang, J. and Zhang, Y., 2016, Simultaneous inhibition of sulfate-reducing bacteria, removal of H<sub>2</sub>S and production of rhamnolipid by recombinant *Pseudomonas stutzeri* RhI: Applications for microbial enhanced oil recovery, *Bioresource Technology*, 207, 24-30.
- Zhu, S.D. ve Fu, A.Q., Miao, J., Yin, Z.F., Zhou, G.S. and Wei, J.F., 2011, Corrosion of N80 carbon steel in oil field formation water containing CO<sub>2</sub> in the absence and presence of acetic acid, *Corrosion science*, 53, 3156-3165.



## ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler	
Adı Soyadı	Duygu ARSLAN
Doğum Yeri	İstanbul
Doğum Tarihi	22.03.1989
Uyruğu	<input checked="" type="checkbox"/> T.C. <input type="checkbox"/> Diğer:
Telefon	05549425926
E-Posta Adresi	Duygu.arslan@ogr.iu.edu.tr
Web Adresi	

Eğitim Bilgileri	
Lisans	
Üniversite	İstanbul Üniversitesi
Fakülte	Fen Fakültesi
Bölümü	Biyoloji
Mezuniyet Yılı	01.01.2014

Yüksek Lisans	
Üniversite	İstanbul Üniversitesi
Enstitü Adı	Fen Bilimleri Enstitüsü
Anabilim Dalı	Biyoloji Anabilim Dalı
Programı	Temel ve Endüstriyel Mikrobiyoloji Programı

Doktora	
Üniversite	İstanbul Üniversitesi
Enstitü Adı	Fen Bilimleri Enstitüsü
Anabilim Dalı	Anabilim Dalı Adı
Programı	Program Adı

Makale ve Bildiriler	
<p>Arslan, D., Cansever, N., Ilhan-Sungur, E., 2018, Investigation of N80 steel's corrosion behavior in petroleum water phase, The european corrosion congress <i>EUROCORR</i>,9-13 Eylül, Krakow, Polonya.</p>	
<p>Arslan, D., Cansever, N., Ilhan-Sungur, E., 2018, N80 karbon çeliğinin mikrobiyal korozyon davranışının ağırlık kaybı yöntemi ile incelenmesi, <i>15. Uluslararası korozyon sempozyumu</i>, 26-28 Eylül, Hatay, Türkiye.</p>	