

## PEMFC 고분자 막의 전기화학적 가속 열화에 미치는 평가조건들의 영향

오소형\* · 유동근\* · 배석주\*\* · 채선규\*\* · 박권필\*,†

\*순천대학교 화학공학과  
57922 전남 순천시 매곡동 315

\*\*한양대학교 산업공학과  
04763 서울 성동구 왕십리로 222

(2023년 3월 30일 접수, 2023년 7월 12일 수정본 접수, 2023년 7월 13일 채택)

## Effect of Evaluation Conditions on Electrochemical Accelerated Degradation of PEMFC Polymer Membrane

Sohyeong Oh\*, Donggeun Yoo\*, Suk Joo Bae\*\*, Sun Geu Chae\*\* and Kwonpil Park\*,†

\*Department of Chemical Engineering, Sunchon National University, 315 Maegok-dong, Suncheon, Jeonnam, 57922, Korea

\*\*Department of industrial engineering, Hanyang University, 222 Wangsimni-ro, Seongdong-gu, Seoul, 04763, Korea  
(Received 30 March 2023; Received in revised from 12 July 2023; Accepted 13 July 2023)

### 요 약

고분자 전해질 연료전지(PEMFC) 내구성 향상을 위해서 고분자 막의 내구성을 짧은 시간에 정확히 평가하는 것은 중요하다. 고분자 막의 화학적 가속 내구 평가 시험 조건은 고전압, 고온, 저가습, 고가스압이다. 이들 조건들을 변화시키며 프로토콜을 개발한다고 할 수 있다. 그러나 각 시험 조건이 고분자 막을 열화시키는데 상대적으로 얼마나 많은 영향을 주는지 연구되지 않았다. 고분자 막 화학적 가속 열화 실험에서 4가지 인자(조건)들의 영향력을 요인실험법을 통해 검토하였다. 가속 열화 후 고분자 막 열화 정도는 수소투과도와 불소 이온 유출 농도 측정으로 알 수 있었고, 불소 이온 농도 차이에 의해 8 조건의 고분자 막 열화 순위를 결정할 수 있었다. 고분자 막 열화 인자의 영향력은 전압 > 온도 > 산소압 > 습도 순임을 보였다. 고분자 막 화학적 열화에 전극 촉매 열화가 영향을 줄을 확인하였다.

**Abstract** – In order to improve the durability of the proton exchange membrane fuel cell (PEMFC), it is important to accurately evaluate the durability of the polymer membrane in a short time. The test conditions for chemically accelerated durability evaluation of membranes are high voltage, high temperature, low humidity, and high gas pressure. It can be said that the protocol is developed by changing these conditions. However, the relative influence of each test condition on the degradation of the membrane has not been studied. In chemical accelerated degradation experiment of the membrane, the influence of 4 factors (conditions) was examined through the factor experiment method. The degree of degradation of the membrane after accelerated degradation was determined by measuring the hydrogen permeability and effluent fluoride ion concentration, and it was possible to determine the degradation order of the polymer membrane under 8 conditions by the difference in fluoride ion concentration. It was shown that the influence of the membrane degradation factor was in the order of voltage > temperature > oxygen pressure > humidity. It was confirmed that the degradation of the electrode catalyst had an effect on the chemical degradation of the membrane.

Key words: PEMFC, Membrane, Durability, Chemical degradation, Degradation factor

### 1. 서 론

최근에 국내외에서 수소에너지 시대를 맞이하여 고분자 전해질 연료전지(Proton exchange membrane fuel cell, PEMFC)의 실용화

및 시장 확대에 박차를 가하고 있다[1-5]. PEMFC의 고분자 막의 연구개발 동향은 고분자 막의 두께를 얇게 하고 내구성을 향상시키는 방향으로 진행되고 있다. 적용 분야에 따라 5,000시간에서 40,000 시간 정도의 수명이 필요한 PEMFC는[6] 장시간 운전하는 동안 막 전극집합체(Membrane and Electrode Assembly, MEA)를 구성하는 요소들이 열화되어 이 같은 수명 목표를 충족시키지 못하고 있다[7-12].

고분자 막의 열화는 화학적(Chemical) 열화, 기계적(Mechanical) 열화로 크게 분류된다[13]. 화학적 열화는 셀 내에서 발생한 라디칼

† To whom correspondence should be addressed.

E-mail: parkkp@scnu.ac.kr

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

/과산화수소가 고분자 막을 공격해 막이 열화되는 것을 말한다 [13,14]. 고분자 막 내구 평가 시간을 단축시키기 위해 가속 열화 평가(Acceleration Stress Test, AST) 기법이 사용되는데, 전기화학적 AST는 라디칼이 많이 발생하는 개회로 전압(Open Circuit Voltage, OCV) 유지(holding) 방법이, 기계적 AST는 고분자막을 수축/팽창시키는 Dry/Wet cycle 방법이 일반적으로 사용되고 있다. 미국의 에너지부(Department of Energy, DOE)나 일본의 신에너지 산업기술 개발기구(New Energy and Industrial Technology Development Organization, NEDO)에서는 차량용 PEMFC MEA에 대해서 AST를 통하여 내구성을 평가하고 있다[15,16].

PEMFC 내구성을 평가하는 AST는 계속 개선되고 있는데, DOE에서는 2016년에 새로운 고분자 막 내구성 평가 프로토콜을 발표하였다[17]. 이 AST는 고분자 막의 화학적 내구성과 기계적 내구성을 동시에 평가할 수 있게 한 것이다.

PEMFC MEA의 내구성을 평가하는 프로토콜은 MEA의 용도와 내구 목표 향상에 따라 계속 연구개발 되고 있다. 고분자 막의 화학적 내구 평가 시험 조건은 전압, 온도, 상대습도, 가스압이며, 이 조건들을 변화시키며 프로토콜을 개발한다고 할 수 있다. 각 시험 조건이 고분자 막을 열화시키는데 상대적으로 얼마나 많은 영향을 주는지 연구되지 않았다. 그래서 본 연구에서는 이들 조건들이 고분자 막 열화에 미치는 상대적인 영향력을 파악해서, 고분자 막 내구성 프로토콜을 효과적으로 개발하는데 기여하고자 한다.

## 2. 실험

### 2-1. 실험방법

본 실험에 사용된 고분자 전해질 막은 확장형-폴리테트라플루오로에틸렌(expanded-Polytetrafluoroethylene, e-PTFE) 지지체가 들어간 A사의 상용 강화막(Reinforced membrane)이고, 막 양면에 데칼 방법에 의해 Pt/C 전극 입자를 코팅해 양극(Anode)과 음극(Cathode) 모두 Pt 함량 0.4 mg/cm<sup>2</sup> MEA를 제조하였다. 전극 면적이 25 cm<sup>2</sup>인 MEA와 가스확산층(Gas Diffusion Layer, GDL) SGL 39BB를 셀에 80토크로 체결하였다. 셀의 온도, 유량, 상대습도(Relative Humidity, RH) 등을 Station(CNL Energy Co, Korea)으로 제어하였다. MEA를 활성화시키고 일반적인 PEMFC 구동 조건인 70 °C, RH 100%, anode 1.5 stoi.(stoichiometric ratio), cathode 2.0 stoi.에서 I-V 성능 곡선을 측정하였다.

고분자 막의 4개의 열화 인자가 미치는 영향을 파악하기 위한 요인실험법을 적용한 고분자 막의 가속 열화 시험 조건은 Table 1과 같고, 실험은 Table 2와 같이 진행했다. 각 열화 요인 간의 차이를 약 30% 두어 열화 수준을 판별할 수 있게 했고, 시간의 제약이 있어 2<sup>(4-1)</sup> 회 시험을 수행했다.

### 2-2. 특성 분석

수소투과전류밀도(Hydrogen Crossover Current Density, HCCD)는 potentiostat(Solatron, SI 1287)을 이용한 선형전압전류법(Linear Sweep voltammetry, LSV)으로 측정해 비교하였다. LSV는 anode와 cathode에 각각 수소(40 mL/min)와 질소(200 mL/min)를 공급하고, scan rate 1 mV/sec로 0~0.4 V 범위에서 전압을 변화시키면서 전류를 측정하였다[17]. 전극활성면적(Electrochemical Surface Area, ECSA)은 potentiostat을 이용한 순환전압전류법(Cyclic Voltammetry, CV)

으로 측정하였다. CV는 LSV와 동일하게 가스를 주입하고, scan rate 30 mV/sec로 전압을 변화시키면서 전류를 측정하는데, 14 cycle 후 측정된 값을 택했다.

양쪽 극 출구 온도를 0 °C로 제어해 포집한 응축수를 ISE Meter (Ion Selective Electrode Meter, PH-250L, ISTEK, Inc.)를 이용해 배출수의 불소 이온 농도를 측정했다. 검량 곡선 작성을 위해 sodium fluoride를 이용하여 1,000 ppm, 100 ppm 표준용액을 제조하였다. TISAB(Total Ionic Strength Adjuster buffer) 용액을 제조하여 표준 용액과 1:1 비율로 섞어서 측정하였다. TISAB 용액은 용액의 pH를 맞추고 착물화된 불소를 다시 이온화시킬 뿐만 아니라 이온 세기를 일정하게 하는데 사용하였다.

고분자 막의 단면을 SEM-EDS(Scanning Electron Microscope-Energy Dispersive Spectroscopy, JSM-7610F plus, JEOL, Japan)을 이용해 분석하였으며, beam 전위는 5 kV와 15 kV였다.

## 3. 결과 및 고찰

### 3-1. 전기화학적 열화 중 전압 변화와 수소투과도 변화

전기화학적 열화(OCV holding) 과정 중에 전압 변화를 Fig. 1에 나타냈다. 48시간 OCV holding 후 활성화하고 I-V, LSV, CV 등을 측정하고 다시 OCV holding 과정을 반복하였다. 이 실험 결과는 DOE 전기화학적 고분자 막 열화 프로토콜 조건(OCV, 90 °C, 1.5 bar, RH 30%)에 의해 진행된 것으로 432시간에 종료하였다. 1 사이클의 OCV holding 전압 변화는 초기에 급격히 변화했다 완만히 감소하는 경향이고 활성화하면 OCV 전압이 회복되었다. 전기화학적 열화에 의한 OCV 감소는 활성화에 의해 회복이 되는 가역적 열화와 회복이 안되는 비가역적 열화로 구성되었다고 할 수 있는데, 288시간에 OCV는 회복이 안되는 비가역적 열화가 심해졌음을 볼 수 있다.

각 조건(Table 1)으로 OCV holding 과정에서 HCCD 변화를 Fig. 2에 표시했다. 3<sup>rd</sup>, 4<sup>th</sup> 실험을 제외한 6개의 OCV holding에서는 HCCD 변화가 거의 없다. 3<sup>rd</sup>는 DOE 프로토콜이고, 4<sup>th</sup>가 3<sup>rd</sup>보다 더 가혹한 조건으로 2.0 bar 공기 대신 1.0 bar 산소를 공급하고 RH를 30%에서 15%로 변화시킨 것이다. Cathode 산소 분압이 0.42 bar에서 1.0 bar로 증가한 효과와 저가습된 효과에 의해서 HCCD가 급증하기 시작한 시간이 1/3 이하로 단축되었다. DOE 프

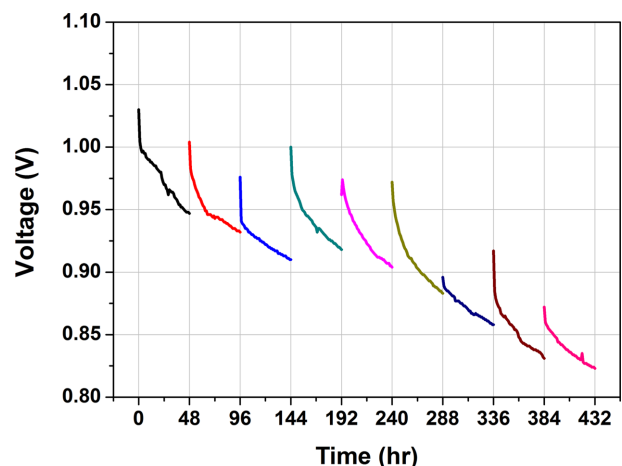


Fig. 1. Voltage variation during DOE AST, activation and analysis of characteristics.

Table 1. Factors of chemical degradation of membrane

| Condition | Voltage | Gas pressure   | Temperature | Relative humidity |
|-----------|---------|----------------|-------------|-------------------|
| High(+)   | OCV     | O <sub>2</sub> | 90 °C       | 15%               |
| Low (-)   | 0.7 V   | Air 2.0 bar    | 60 °C       | 30%               |

Table 2. Experimental conditions of chemical degradation of membrane

| Run order | Std order | Voltage | Gas pressure | Temperature | Relative humidity |
|-----------|-----------|---------|--------------|-------------|-------------------|
| 1         | 6         | -       | +            | -           | +                 |
| 2         | 7         | +       | -            | -           | +                 |
| 3         | 9         | +       | -            | +           | -                 |
| 4         | 1         | +       | +            | +           | +                 |
| 5         | 4         | -       | -            | +           | +                 |
| 6         | 2         | -       | +            | +           | -                 |
| 7         | 8         | -       | -            | -           | -                 |
| 8         | 5         | +       | +            | -           | -                 |

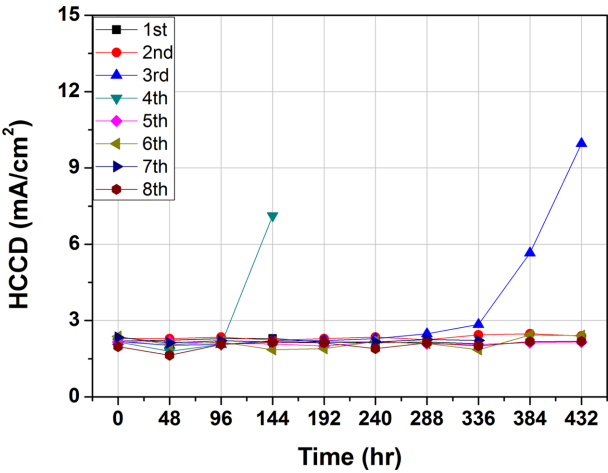


Fig. 2. Change of hydrogen crossover current density (HCCD) during chemical degradation test of membrane according to AST conditions.

로토콜의 전기화학적 내구 평가 시간이 500시간인데 200시간 이하로 단축시킬 수 있음을 보였다.

3-2. 전기화학적 열화 중 불소 유출량 변화

OCV holding 과정에서 불소 유출량 변화를 Fig. 3에 비교하였다. Fig. 2에서 보였듯이 3<sup>rd</sup>과 4<sup>th</sup>이 제일 높은 열화 속도를 나타낸 것처럼 불소 유출 속도(Fluorine Emission Rate, FER)도 제일 높다. 이 두 조건의 공통점은 OCV와 90°C에서 구동한 점이다. 3<sup>rd</sup>과 8<sup>th</sup>를 비교하면 산소압과 온도가 다른 점인데, 3<sup>rd</sup>는 2.0 bar 공기와 90 °C 조건이고, 8<sup>th</sup>는 산소와 60°C 조건인데, 3<sup>rd</sup>의 FER이 3배 이상 높아 온도 조건이 산소압 조건보다 더 많은 영향을 주었음을 알 수 있다. 그래서 열화 속도를 높이기 위해서는 OCV 조건은 제일 필수적이고, 다음은 높은 온도이며, 다음은 높은 가스압임을 알 수 있다. 즉 높은 전압, 높은 온도, 높은 가스압에서 산소 라디칼 발생 속도가 높아진 것이고, 그 결과 고분자 막 열화 속도도 증가하였다고 판단된다. 온도 증가에 따른 FER 증가는 지수함수적임을 Fenton's 실험에서 밝힌 바 있다[18].

고분자 막 열화 정도를 나타내는 대표적인 지표는 HCCD인데, Fig. 2에 나타냈듯이 조건에 따라 HCCD 차이가 크지 않아서 막의

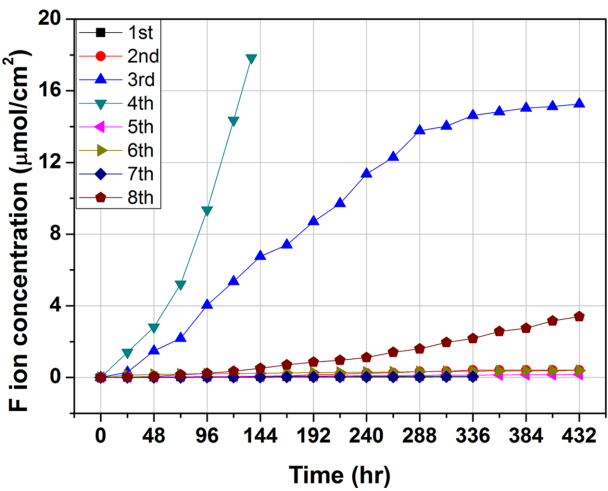


Fig. 3. Change of fluoride ion concentration during chemical degradation test of membrane according to AST conditions.

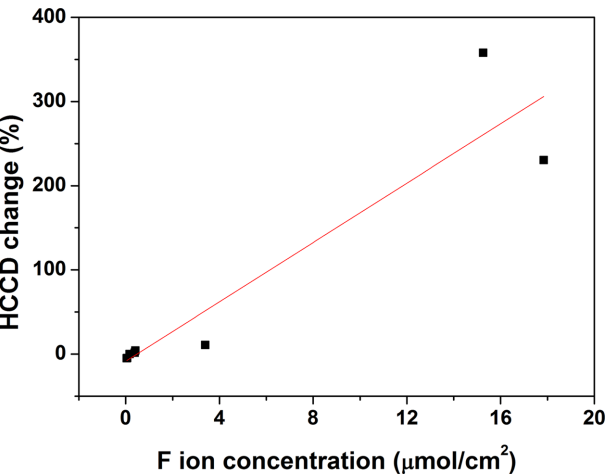


Fig. 4. Correlation of hydrogen crossover current density (HCCD) between fluoride ion concentration during chemical degradation test of membrane.

열화 인자의 영향력 차이를 비교하기가 어렵다. DOE 프로토콜의 내구성 평가 목표(Target)로 FER이 정해지지 않았지만 참고(Reference)

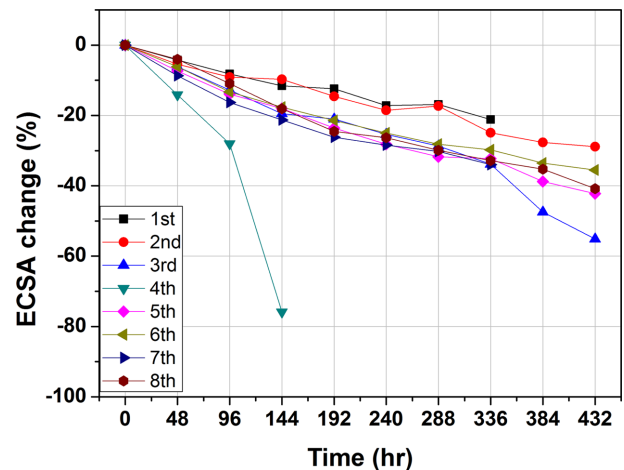
**Table 3. Hydrogen crossover current density (HCCD) and fluoride ion concentration after chemical degradation test of membrane**

| HCCD change (%) | F ion concentration ( $\mu\text{mol}/\text{cm}^2$ ) | Run order | Voltage (V) | Gas pressure | Temperature ( $^{\circ}\text{C}$ ) | Relative humidity (%) |
|-----------------|---|-----------|-------------|--------------|------------------------------------|-----------------------|
| 400.0           | 17.85   | 4th       | OCV         | $\text{O}_2$ | 90                                 | 15                    |
| 357.9           | 15.26   | 3rd       | OCV         | Air 2.0 bar  | 90                                 | 30                    |
| 10.8            | 3.40  | 8th       | OCV         | $\text{O}_2$ | 60                                 | 30                    |
| 4.3             | 0.42  | 2nd       | OCV         | Air 2.0 bar  | 60                                 | 15                    |
| 1.7             | 0.38  | 6th       | 0.7         | $\text{O}_2$ | 90                                 | 30                    |
| 0.0             | 0.17  | 5th       | 0.7         | Air 2.0 bar  | 90                                 | 15                    |
| -4.7            | 0.06  | 1st       | 0.7         | $\text{O}_2$ | 60                                 | 15                    |
| -5.0            | 0.04  | 7th       | 0.7         | Air 2.0 bar  | 60                                 | 30                    |

사향으로 정해진 FER은 HCCD에 비해 더 민감하게 나타났다. 그래서 FER과 HCCD의 상관관계를 보기 위해 Fig. 4에 HCCD vs FER 그래프를 도시하였다. FER이 증가하면 HCCD가 증가하는 선형관계가 있음을 확인했다. FER에 의하면 각 조건에서 막 열화를 순서대로 나타낼 수 있는데,  $4^{\text{th}} > 3^{\text{rd}} > 8^{\text{th}} > 2^{\text{nd}} > 6^{\text{th}} > 5^{\text{th}} > 1^{\text{st}} > 7^{\text{th}}$ 와 같다(Table 3). 실험 조건을 종합하면 막 열화 영향 인자 강도는 전압 > 온도 > 산소압 > 습도라고 할 수 있다. 제일 영향력이 작은 상대습도는 라디칼 생성에 대한 영향보다 고분자 막 열화 반응에 미치는 인자라고 본다. 즉 같은 라디칼 발생량이라고 했을 때 고분자 막의 상태가 저가습일 때 라디칼 공격에 의해 고분자 사슬이 고가습일 때보다 잘 끊어지는 것을 말한다[19].

### 3-3. 전기화학적 열화 중 전극 촉매 활성 면적 감소

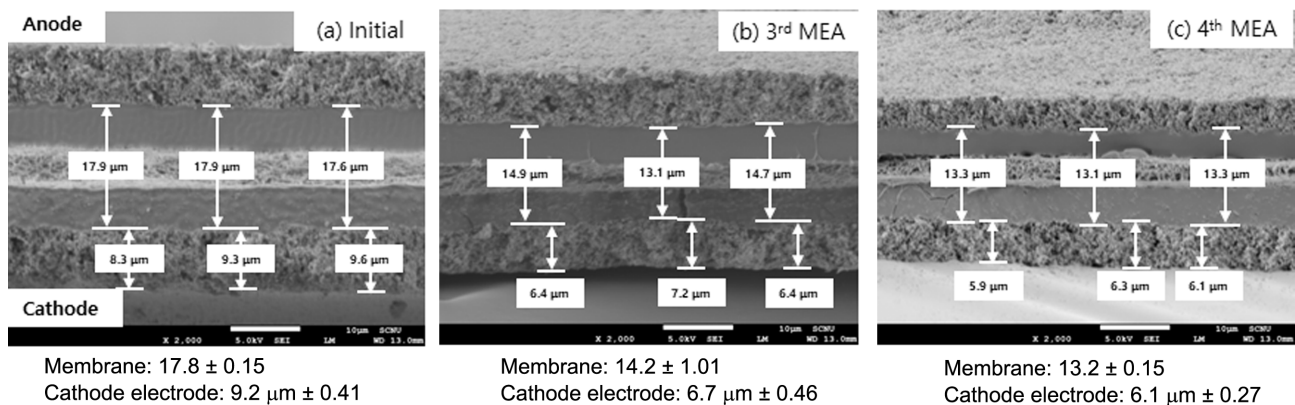
전극 열화를 나타내는 ECSA 변화를 Fig. 5에 비교하였다. ECSA 감소도 HCCD와 같이  $4^{\text{th}}$ 에서 제일 변화가 빠르고 다음에  $3^{\text{rd}}$ 다. OCV, 90  $^{\circ}\text{C}$ 에서 전극 촉매 Pt의 용해/이동/석출이 활발히 진행되었다고 본다. 여기에 산소 분압이 높아지면  $\text{PtO}$ 가 형성되어 Pt 이온으로 용해되기 쉬운데,  $\text{PtO}$  형성이 상대습도보다 산소압에 더 영향을 받아 산소, RH 15% 조건에서 전극 열화가 더 진행되었다. 고분자 막 내부에 용해/석출된 Pt가 막 내부에서 라디칼을 생성하여 고분자막을 열화시키므로 ECSA 감소가 HCCD 증가에 영향을 주었다고 할 수 있다. 일정량의 Pt가 막에 석출되고( $3^{\text{rd}}$ ,  $4^{\text{th}}$ ,  $8^{\text{th}}$  ECSA 40% 이상 감소) Pt 상에서 라디칼이 발생하는 조건이 맞아서 막이 열화되어 얇아지고, 그 결과 HCCD 속도가 증가했다. 막이 얇아지면서 막 내부의 Pt 상에 전압이 높아지면서 막 열화 속도가 증가한 면도 있다 [20,21]. 고분자 막의 열화 속도가 높은  $3^{\text{rd}}$ ,  $4^{\text{th}}$ ,  $8^{\text{th}}$  실험에서 전극 촉매

**Fig. 5. Change of electrochemical surface area (ECSA) of electrodes during chemical degradation test of membrane according to AST conditions.**

매 열화 속도가 마찬가지로 높아 고분자 막 열화와 전극 촉매 열화 간에 영향이 있음을 알 수 있다. ECSA 감소 속도가 제일 느린  $1^{\text{st}}$ ,  $2^{\text{nd}}$ 의 공통점은 RH가 15%이고 온도가 60  $^{\circ}\text{C}$ 인 것을 볼 때, 저가습, 저온 조건에서 전극 촉매 열화 속도는 감소함을 알 수 있다.

### 3-4. 전기화학적 열화 후 SEM-EDS 분석

열화 후 MEA의 단면 SEM 분석 결과를 Fig. 6에 비교하였다. 초기 막 두께가 17.8  $\mu\text{m}$ 에서 12.3~13.3  $\mu\text{m}$ 로 감소했다.  $3^{\text{rd}}$  MEA의 열화 시간이 더 길었고 막 열화가 더 되어서, 막 두께가 더 얇아지면서

**Fig. 6. Comparison of MEA thickness after AST by SEM of MEA cross section (a) before AST (b)  $3^{\text{rd}}$  MEA after 432 h AST (c)  $4^{\text{th}}$  after 144 h AST.**



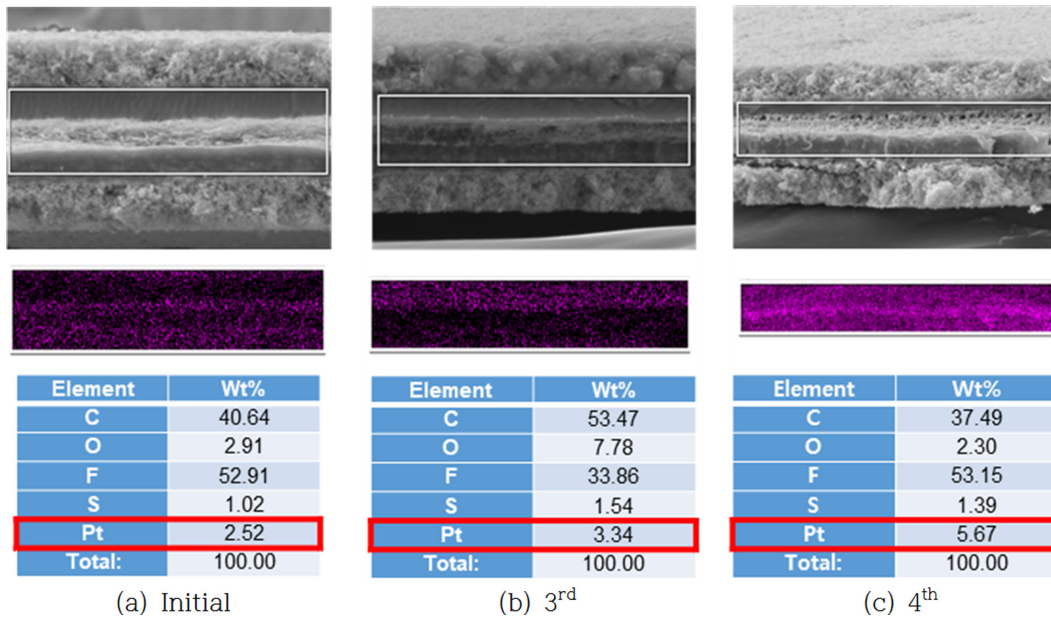


Fig. 7. Comparison of Pt in the membrane after AST by SEM-EDS of MEA cross section (a) before AST (b) 3<sup>rd</sup> MEA after 432 h AST (c) 4<sup>th</sup> after 144 h AST.

Fig. 2처럼 수소투과도가 더 높아졌다.

열화 후 MEA의 단면 SEM-EDS 분석 결과를 Fig. 7에 나타냈다. 초기에 막 내부 Pt는 2.52 wt%였는데 열화 과정에서 더 증가하였다. 3<sup>rd</sup> MEA보다 4<sup>th</sup> MEA의 Pt 함량이 더 증가하였는데, 전극 열화에 의한 ECSA 감소가 4<sup>th</sup> MEA 더 큰 것과 잘 일치한다(Fig. 5). 전극에서 Pt가 더 많이 용해돼서 Pt ECSA가 더 감소하고, 용해된 Pt가 막 내부에 더 많이 석출된 것이다. Pt 막 내부 백금 양이 증가하면서 라디칼 발생량이 증가하고 이로 인해 FER이 증가하였다(Fig. 3). 고분자 막 열화가 전극 열화와 밀접하게 연관됨을 확인하였다.

#### 4. 결 론

고분자 막 화학적 가속 열화 인자 실험에서 4가지 인자들의 영향력을 요인실험법을 통해 검토하였다.

가속 열화 인자는 전압, 온도, 상대습도, 가스압으로 이들의 변화에 따라 고분자막의 수소투과도 변화, 불소유출량 변화, 전극 촉매 활성 면적 변화를 비교하였다. 수소투과도가 5.0 mA/cm<sup>2</sup> 이상이 되어 고분자 막 열화가 뚜렷이 나타난 조건은 OCV, 90 °C의 두 조건이 만족되었을 때였다. OCV, 90 °C 조건에 공기를 산소로 변경하고, 상대습도를 30%에서 15%로 조절했을 때 가속화도는 2배 이상 증가하여서, 산소압과 상대습도도 열화 속도 증가에 상승작용을 함을 확인했다.

고분자 막 열화 정도를 구분하기는 수소투과도보다 불소 이온 농도가 용이해서 불소 이온 농도 차이에 의해 8 조건의 고분자 막 열화 순위를 결정할 수 있었다. 막 열화 인자의 영향력은 전압 > 온도 > 산소압 > 습도 임을 보였다. 그리고 고분자 막 열화 속도가 높은 조건에서 전극 촉매 열화 속도가 높아서 전극 촉매 열화와 고분자 막 화학적 열화가 상관됨을 알 수 있었다. 고분자 막 내부에 석출된 Pt가 라디칼을 생성해 고분자 막을 열화시키는 요인이 됨을 확인하였다.

#### 감 사

본 연구는 2021년도 산업통상자원부 및 산업기술평가관리원(KEIT) 연구비 지원에 의한 연구입니다(20015756).

#### References

- Wang, G., Yu, Y., Liu, H., Gong, C., Wen, S., Wang, X. and Tu, Z., "Progress on Design and Development of Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell Systems for Vehicle Applications: A Review," *Fuel Processing Technology*, **179**, 203-228(2018).
- Department of Energy, <https://www.energy.gov> (2016).
- New Energy and Industrial Technology Development Organization, <http://www.nedo.go.jp/english/index.html> (2016).
- Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform in the European Union, [www.HFPeurope.org](http://www.HFPeurope.org) (2016).
- Ministry of Science and Technology of the People's Republic of China, <http://en.most.gov.cn/eng/index.htm> (2016).
- U. S. DOE Fuel Cell Technologies Office, Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan, Section 3.4 Fuel Cells, p. 1(2016).
- Wilson, M. S., Garzon, F. H., Sickafus, K. E. and Gottesfeld, S., "Surface Area Loss of Supported Platinum in Polymer Electrolyte Fuel Cells," *J. Electrochem. Soc.* **140**(10), 2872-2877(1993).
- Knights, S. D., Colbow, K. M., St-Pierre, J. and Wilkinson, D. P., "Aging Mechanism and lifetime of PEFC and DMFC," *J. Power Sources*, **127**(1-2), 127-134(2004).
- Luo, Z., Li, D., Tang, H., Pan, M. and Ruan, R., "Degradation Behavior of Membrane-electrode-assembly Materials in 10-cell PEMFC Stack," *Int. J. Hydrogen Energy*, **31**(13), 1838-1854(2006).
- Pozio, A., Silva R. F., Francesco, M. D. and Giorgi, L., "Nafion Degradation in PEFCs from End Plate Iron Contamination," *Electrochim. Acta*, **48**(11), 1543-1548(2003).

11. Xie, J., Wood III, D. L., Wayne, D. N., Zawodinski, T. A., Atanassov, P. and Borup, R. L., "Durability of PEFCs at High Humidity Conditions," *J. Electrochem. Soc.*, **152**(1), A104-A113 (2005).
12. Curtin, D. E., Lousenberg, R. D., Henry, T. J., Tangeman, P. C. and Tisack, M. E., "Advanced Materials of Improved PEMFC Performance and Life," *J. of Power Sources*, **131**(1-2), 41-48 (2004).
13. Wilkinson, D. P. and St-Pierre, J., in: W. Vielstich, H. A. Gasteiger, A. Lamm (Eds.). *Handbook of Fuel Cell: Fundamentals Technology and Applications*, Vol. 3, John Wiley & Sons Ltd., Chichester, England, 611-612(2003).
14. Collier, A., Wang, H., Yaun, X., Zhang, J. and Wilison, D. P., "Degradation of Polymer Electrolyte Membranes," *Int. J. Hydrogen Energy*, **31**(13), 1838-1854(2006).
15. [https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/fuelcells/pdfs/component\\_durability\\_profile.pdf](https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/fuelcells/pdfs/component_durability_profile.pdf), "Doe Cell Component Accelerated Stress Test Protocols For Pem Fuel Cells."
16. Daido University, Ritsumeikan Univ., Tokyo Institute of Technology, Japan Automobile Research Ins., "Cell Evaluation and Analysis Protocol Guidline," NEDO, Development of PEFC Technologies for Commercial Promotion-PEFC Evaluation Project, January 30(2014).
17. Mukundan, R., "Fuel Cell – Performance and Durability FC139 – Modeling, Evaluation, Characterization," 2016 DOE Fuel Cell Technologies Office Annual Merit Review, June 8th(2016).
18. Oh, S. H., Park, J. S., Jung, S. G., Jeon, J. H. and Park, K. P., "Study on the Fenton Reaction Condition for Evaluation of Chemical Durability of PEMFC Membrane," *Korean Chem. Eng. Res.*, **59**(1), 49-53(2021).
19. Endoh, E., Terazono, S., Widjaja, H. and Takimoto, Y., "Degradation Study of MEA for PEMFCs under Low Humidity Conditions," *Electrochem, Solid-State Lett.*, **7**, 145-161(2004).
20. Lee, H., Kim, T. H., Sim, W. J., Kim, S. H., Ahn, B. K., Lim, T. W. and Park, K. P., "Pinhole Formation in PEMFC Membrane After Electrochemical Degradation and Wet/dry Cycling Test," *Korean J. Chem. Eng.*, **28**(2), 487-491(2011).
21. Atrazhev, V. V., Erikhman, N. S. and Burlatsky, S. F., "The Potential of Catalytic Particle in ion Exchange Membrane," *J. Electroanalytical Chem.*, **601**, 251-259(2007).

#### Authors

**Sohyeong Oh:** Researcher, Fuel Cell Test and Evaluation Center, Suncheon National University, Suncheon 57922, Korea; ohso45@naver.com

**Donggeun Yoo:** Master's course, Department of Chemical Engineering, Suncheon National University, Suncheon 57922, Korea; ehdrms6832@gmail.com

**Suk Joo Bae:** Professor, Department of industrial engineering, Hanyang University, Seoul 04763, Korea; sjbae@hanyang.ac.kr

**Sun Geu Chae:** Master's course, Department of industrial engineering, Hanyang University, Seoul 04763, Korea; sgchae@psm.hanyang.ac.kr

**Kwonpil Park:** Professor, Department of Chemical Engineering, Suncheon National University, Suncheon 57922, Korea; parkkp@snu.ac.kr