

폴리머 피뢰기 가속열화 방법과 열화특성 분석

(Accelerated aging test method and characteristics analysis of polymer housed surge arresters)

김주용 · 박철배 · 권태호 · 정연하

(Ju-Yong Kim · Chul-Bae Park · Tae-Ho Kwon · Yeon-Ha Jung)

Abstract

In this study accelerated aging test cycle and equipment was developed for aging test of polymer housed surge arresters under domestic weather condition. In order to investigate aging characteristics of polymer surge arresters electrical and chemical analysis of the arresters which are used for accelerated aging test and outdoor exposure test were conducted. Through the analysis the capability of the proposed method was verified and characteristics data were presented for maintenance of domestic arresters. Based on these results long term reliability assessment method was proposed for polymer housed distribution surge arresters.

1. 서론

폴리머피뢰기의 애관으로는 EPDM (Ethylene Propylene Diene Monomer)과 실리콘 재질이 주로 사용되고 있으며, 이들은 세라믹재질과는 달리 자연환경 조건에 의해 열화되는 특성이 있어[1] 피뢰기 소자 뿐만 아니라 애관의 장기신뢰성에 대한 관심이 높은 상태이나 현장 사용기간이 짧아 장기성능 파악이 불가능하다. 이에 따라 단기간에 폴리머피뢰기의 장기신뢰성을 평가 할 수 있는 방법의 개발이 요구되게 되었다.[2]

본 연구에서는 국내에서 사용중인 폴리머피뢰기의 운전환경을 고려하여 가속열화 시험조건을 결정하고 이를 모의할 수 있는 시험장치를 개발하였다. 또 이 장치를 활용하여 국산 폴리머피뢰기의 장기 열화 특성을 평가함으로써 폴리머피뢰기 유지보수에 필수적인 전기적, 화학적 특성데이터를 확보하고자 하였다.

2. 실험장치 및 방법

2.1. 열화인자 및 시험주기

본 연구에서는 폴리머피뢰기의 기밀성능 평가가 가능하도록 -20 ℃ ~ 80 ℃의 온도 변화를 인가하였으며, 고온 다습한 환경을 제공하여 불량한 피뢰기의 계면으로 수분 유입이 가능하도록 하였다. 자외선은 연간 일조시간을 고려하여 조사시간을 결정하였으며, 태양광 파장을 모의하기 위해 UV-B 램프를 사용하였다. 염무 조건은 가속효과를 위해 국내보다 염무의 영향이 큰 플로리다 지역의 환경조건을 참고하였다. 그리고 주수는 실제 빗물의 전도도와 강우량을 고려하여 스트레스 기

준을 설정하였으며 시험전압은 통상적으로 피뢰기 소자의 가속열화시험에 사용되는 전압인 MCOV (Maximum Continuous Operating Voltage)를 사용하였다. 아래는 시험조건을 요약한 것이다.

표 1. 가속열화시험인자

Table 1. Accelerated aging factors

열화 인자	스트레스 수준
온도 / 습도	· 여름주기 : 온도(15 ℃ ~ 80 ℃), 습도(40%~95% r.h. 이상) · 겨울주기 : 온도(-20 ℃ ~ 15 ℃), 습도(30~60 % r.h. 이상)
자외선	· ASTM G53의 UV-B lamp (파장280~315 nm)
주수	· 주수량 (2~3 mm/min), 주수각도 45° · 전도도 (50 μs/cm 이하)
염무	· 공기압 (80 psi, ± 10%), · 염수량 (7~9 cc/min · m3) · 전도도 (4,000 μs/cm ± 5% 이내)
전압	· 15.3 kV ± 10%

시간 (hours)	1	2	3	4	5	6	7	8
여름 주기 (4,000h)
주수 (10~15mm)
온도	15℃	80℃	15℃	80℃	15℃	80℃	15℃	80℃
습도	40%	95%	40%	95%	40%	95%	40%	95%
자외선 (10 W/m²)
전압 (15.3 kV)
온도/습도 구간

그림 1. 가속열화시험주기(여름주기)

Fig. 1. Accelerated aging cycle(summer cycle)

시간 (hour)	1	2	3	4	5	6	7	8
Shk. Hrg (6.00h/SD)								
주수 (SU-70h/7m)								
온도도 (1-20°C~15°C) (30%-20%)	15°C 30%	18°C 30%	4°C 30%	3°C 30%				
자외선 (UV-10h/m)								
전압 (15.0 kV/0)								
온도조절 구간								

그림 2. 가속열화시험주기(겨울주기)
Fig. 2. Accelerated aging cycle(summer cycle)

한편 가속열화 시험주기는 그림 1 및 그림 2와 같이 여름주기와 겨울주기가 각각 8시간으로 구성되며, 여름주기를 10일간 반복한 후 겨울주기를 11일간 반복하여 3,000시간 동안 계속된다. 여름에는 비가 많고 고온이며 자외선 조사량이 많으며, 겨울에는 저온이며 염무가 많은 특징이 있다.

2.2. 시험장치 구성

시험용 챔버는 그림 3과 같이 한쪽면에 8개의 시료를 설치하여 총 16개의 폴리머피뢰기 완제품을 설치할 수 있도록 내부용적을 8 m³(1,500 mm × 1,800 mm × 3,000 mm)로 제작하였으며, 내부 벽면은 주수와 염무에 의한 내부 부식 방지를 위해 스테인레스 스틸을 사용하였다. 시험에 사용되는 전원은 40 kVA 변압기에서 인출되어 챔버 상단의 부싱을 통해 공급되며, 자외선램프는 챔버 하부의 밀폐 공간에 설치한 후 모터 구동방법으로 챔버 내로 이동하여 시료의 측면 5 cm 거리에서 자외선을 조사할 수 있도록 제작하였다. 자외선 조사주기 완료 후에는 다시 챔버 하부의 보관실로 이동시키고 덮개를 덮어 수분의 유입을 차단하였다. 주수노즐은 챔버 상부에 각 시료마다 1개씩 설치되며 시료와의 각도를 45°로 유지하면서 시료가 골고루 젖을 수 있도록 IEC 60507에 따라 제작하였으며 열선을 설치하여 겨울주기에 노즐이 동결되는 것을 방지 하였다.

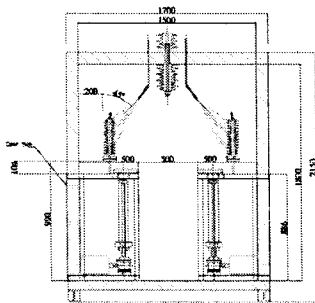


그림 3. 가속열화 시험장치
Fig. 3. Accelerated aging test chamber

각 시료의 단로기 하부와 애관 하단부에 누설전류 측정을 위한 전극을 설치하여 내부와 표면 누설전류를 측정하였으며, 내부 누설전류로부터 저항분 누설전류를 추출하였다.

2.3. 시료

가속열화시험을 위해 한전 납품실적이 많은 두 업체의 신품시료(V사: 시료 #1~시료 #6, B사: 시료 #7~시료 #12) 2그룹과 현장 운전경험이 있는 경년품 시료(S사: 시료 #13, #14, V사: 시료 #15, #16) 2그룹을 준비하였다. 또 가속열화 후 시료와의 비교를 위해 해안가 옥외실증시험장에 피뢰기를 설치하고 3년간 자연열화 시켰다.

표 2. 각 시료별 초기특성
Table 2. Initial condition of each specimen

시료 구분	시료 번호	제조사	기준전압 (V _{1mA dc})	누설전류 (μA at 13.2 kV)	
				전체	저항분
그룹 A	#1~#6	V사(신품)	29	140	10
그룹 B	#7~#12	B사(신품)	29	140	15
그룹 C	#13~#14	S사(2002)	29	180	10
그룹 D	#15~#16	V사(2003)	30	140	14

3. 결과 및 고찰

3.1. 누설전류

가속열화 시험중 피뢰기 내부 누설전류는 온도의 변화에 의존하는 나타났으며 내부 누설전류에서 추출한 저항분 누설전류도 50 μA 정도에서 온도에 따라 변하는 것으로 나타났다.

이처럼 3,000시간의 시험 중 모든 시료의 내부 누설전류와 저항분 누설전류는 온도변화와 함께 일정폭의 변화를 나타냄으로써 가속열화로 인한 소자의 열화나 수분침투 등은 발생하지 않은 것으로 확인되었다.

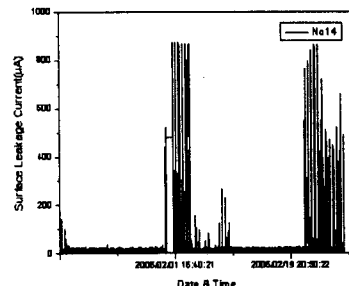


그림 4. 그룹 C 시료 표면누설전류(0~1,000시간)
Fig. 4. Surface leakage current of group C

하지만 표면 누설전류는 1,000시간이 경과하면서 그룹 C와 그룹 D에서 그림 4와 같이 크게 증가하였다. 이와 같이 누설전류가 증가하는 구간은 겨울주기의 주수 구간으로써 자연상태에서 겨울철에 나타나는 높은 누설전류와 동일한 양상이며, 이들 시료가 가속시험 이전에 2년간의 현장 운전으로 표면에 다량의 오손물이 부착된 상태이기 때문으로 생각된다.

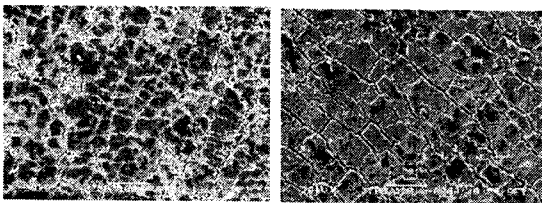
한편 2,000시간부터 3,000시간까지의 표면누설전류는 현재까지 표면 누설전류의 변화가 없었던 그룹 B 시료에서 크게 증가하였다. 이러한 현상은 그룹 A시료 일부에서도 관찰되었다.

반면 현재까지 많은 표면누설전류를 나타내었던 그룹 C와 그룹 D 시료들은 3,000시간 열화 후에는 표면 누설전류가 현저히 줄어들었다.

이와 같은 표면 누설전류의 변화는 피뢰기의 표면이 어느 정도 오손된 후 자연 세정되는 특성 때문이다.

3.2. 발수성 및 표면미세구조

가속열화시험에 사용된 시료와 옥외 실증시험장에서 3년간 설치된 시료에 대한 표면 미세구조 분석을 실시한 결과 신품 시료의 발수성은 약간 저하하였으나 표면 미세구조의 변화는 거의 없었다.



(a) 초기시료 (b) 3,000시간 열화 후
(a) Initial (b) After 3,000 hours aging

그림 5. 그룹 C(시료 #14)의 표면미세구조

Fig. 5. Hydrophobicity of group C specimen

한편 그룹 C와 그룹 D 시료는 2년간의 현장운전에 의해 미세균열이 발생한 상태였으며, 발수성도 현저히 저하된 시료였다. 이 시료는 3,000시간 열화 후 그림 5와 같이 표면의 미세균열이 더욱 확대된 것으로 나타났으며, 발수성도 회복되지 않았다. 이로부터 발수성은 부착성 오손물과 관련이 있으며, 본 가속열화 시험방법이 시료에 비정상적인 열화를 촉진하지 않음을 확인 할 수 있다.

3.3. 화학구조결함

초기 시료의 표면 측정 결과를 기준으로 1000시간, 2000시간, 3000시간 경과에 따른 특정 작용기(functional

group)에서 반사율의 크기 변화를 측정하여 비교 분석하였다. 또한 옥외실증시험장에 설치되었던 피뢰기의 애관 시료를 채취하여 FTIR을 분석을 실시하였다. 가속 열화 시료를 각각 초기, 1000시간, 2000시간, 3000시간 간격으로 시편을 채취하여 분석하고 주요 피크값의 반사율을 계산하였다. 이 중에서 열화 평가 요소로 주로 활용되는 CH_2 비대칭 결합(2916cm^{-1})에 대한 피크를 비교한 결과 경년품을 사용한 그룹 C와 그룹 D 시료는 표면 오손물로 인해 해당피크의 측정이 불가능한 상태임에 따라 그룹 A 및 그룹 B 시료와 동일 제작사 옥외 설치 시료에 대해서만 비교하였다.

이때 1,000시간은 여름주기 10일 겨울주기 11일을 2회 반복한 것으로써 현장에서 2년에 해당되는 것으로 가정하였다. 그리고 실제 옥외에 3년간 설치된 시료의 결과를 표기하면 그림 6과 같이 열화로 인한 CH_2 비대칭 결합이 감소함을 알 수 있다.

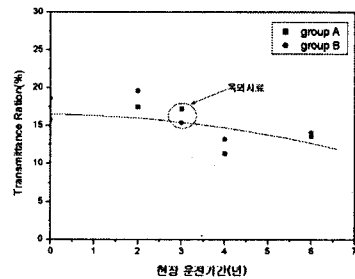


그림 6. CH_2 비대칭 결합의 변화

Fig. 6. Variation of CH_2 asymmetric stretch

3.4. 유전특성

애관 재료의 유전특성을 비교 분석하기 위해 가속열화시험 이전 시료(초기시료)와 3,000시간 열화 후 시료 및 옥외실증시험 시료의 애관 일부를 발취하였다.

발취된 애관을 마이크로톰(Microtome)을 사용하여 0.2 ~ 0.4 mm 두께의 시험용 시편으로 가공한 후 Novocontrol 사의 DETA(Dielectric Thermal Analyzer)로 온도와 주파수에 따른 유전손실을 측정하였다.

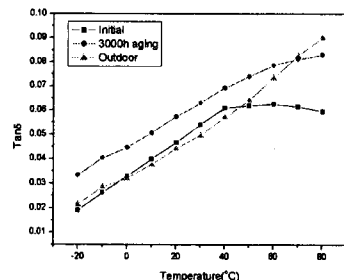


그림 7. 60 Hz에서의 유전손실

Fig. 7. Dielectric loss at 60 Hz

동일한 제작사의 애관을 사용하는 그룹 A와 그룹 B 시료 그리고 이들과 동일시기에 제작되어 옥외시험장에 설치된 시료의 결과를 비교한 결과 60 Hz에서 그림 7과 같이 초기 시료는 온도증가와 함께 증가하다가 감소하는 경향을 나타내지만 열화된 시료는 온도와 함께 계속 증가하였다. 또 가속열화시험 시료가 옥외시료보다 더 큰 손실값을 나타냄으로써 본 시험방법의 가속효과를 확인 할 수 있었다.

3.5. 전기적성능

3,000시간 동안의 가속열화시험을 종료한 후 시료를 육안으로 관찰한 결과 일부 시료에서는 심각한 손상 현상이 나타났다. 대부분 시료의 브라켓은 변색되고, 금속 캡이 부식되었으며 특히 그룹 C 시료의 경우에는 금속 너트가 심하게 부식되고 브라켓에서 트레이킹 흔적도 발견되었으며, 그림 8과 같이 날개 끝부분과 시스에서에서 침식현상이 관찰되었다. 이는 표면누설전류의 급증으로 인한 것이며, 애관 재질의 설계불량 때문으로 생각된다. 육안검사 후 이들 가속열화시료에 대해 기준전압시험, 누설전류시험, 부분방전시험, 제한전압시험, 단로기동작시험, 브라켓시험을 실시하여 가속열화로 인한 성능변화를 측정한 후 마지막으로 기밀시험을 실시하여 가속열화 후 기밀성능의 변화를 확인하였다.

시험결과 일부 시료의 브라켓 굽힘강도가 불량한 것으로 나타났으나 이는 가속열화 때문이 아니라 제조상의 결함에 의한 것으로 생각된다. 그리고 그룹 C 시료의 브라켓이 현장 사용과 가속열화로 인해 트레이킹 성능이 저하된 것으로 나타난 것을 제외하고 모든 시료의 전기적 성능은 가속열화 후에도 양호한 특성을 나타내었다. 이로부터 3,000시간 가속열화방법이 시료에 비정상적인 열화를 초래하지 않으면서 국내에서 사용중인 피뢰기를 열화시킬 수 있는 방법임을 알 수 있다.

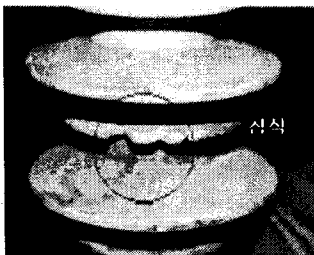


그림 8. 애관의 침식
Fig. 8. Erosion of housing

한편 3,000시간 가속열화 시험 후 단로기에 대해 20 A에서의 동작시험을 실시한 결과 2개의 단로기를 제외하고 대부분이 동작하지 않았다. 이는 단로기의 기밀 파손에 의한 것으로서 국내에서 사용중인 단로기의 기

밀성능이 취약함을 나타내는 것이며, 기밀성능 개선이 필요한 것으로 판단된다. 이상의 모든 시험을 종료한 후 가속열화로 인한 기밀성능 저하를 확인하기 위해 IEEE C62.11에 따라 기밀시험을 실시하였다. 이때 시험 전·후의 RIV 측정치가 20 μ V 이상 증가해서는 안되며, 시험 전·후의 저항분전류 또는 전력손실의 측정치가 50% 이상 증가해서는 않된다.

시험결과 7개 시료의 저항분 누설전류가 급증하여 시험기준에 적합하지 않은 것으로 나타났다. 이는 3,000시간의 가속열화시험에서 가해진 온도 스트레스가 피뢰기의 기밀부분에 기계적인 스트레스로 작용함에 따라 모든 시료의 기밀성능이 저하되었음을 의미하며, 가속열화 후 추가적인 기밀시험은 지나치게 가혹하여 장기신뢰성 평가에는 적합하지 않음을 의미한다.

4. 결론

본 논문에서는 국내에서 사용중인 폴리머피뢰기의 장기신뢰성 평가를 위해 국내 자연환경조건을 고려한 가속열화 시험주기를 제안하고 이를 구현하기 위한 가속열화 시험장치를 제작하였다. 그리고 총 16개의 신품 및 경년품 시료를 제안한 방법으로 가속열화하고 전기적 성능을 검증한 결과 대부분 시료의 기밀성능이 가속열화로 인해 저하되었고, 설계 및 제조결함을 내재한 애관재질이 침식되었으며, 옥외시험장에서 자연열화된 시료와의 비교 할 때 폴리머피뢰기의 장기성능 평가에 적용 가능함을 확인하였다. 이에 따라 본 시험방법은 신품 개발 피뢰기의 현장적용 사전평가 또는 운영중인 피뢰기의 장기신뢰성 평가를 통한 교체여부 결정을 위해 활용가능 할 것이다.

참 고 문 헌

- [1] E.A. Chermey, "Non-ceramic Insulators for Contaminated Environments", IEEE Trans. on Power Apparatus and Environments", No. 1, PAS-100, pp131-142, 1981
- [2] IEC standard 60099-4, "Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems, 2004
- [3] ANSI standard C29.11, "Composite Suspension Insulators for Overhead Transmission Lines Tests", 1996
- [4] IEC Standard 61109, "Composite insulators for a.c. overhead lines with a nominal voltage greater than 1000V—definition, test methods and acceptance criteria", 1992
- [5] IEEE standard C62.11, "Metal-oxide surge arresters for AC power Circuit, 1999
- [6] Raji Sundararajan, "In-Service Aging and Degradation of 345kV EPDM Transmission Line Insulators in a Coastal Environment", IEEE Trans. on DEI, Vol 11, pp348-361, 2004