

논문

# LNG 및 석탄화력발전소 모사가스를 이용한 MEA 이산화탄소 흡수 공정에서 암모니아 배출 특성

## Emission Characteristics of Ammonia from the MEA-CO<sub>2</sub> Absorption Process Simulating Flue Gas from LNG and Coal-Fired Power Plants

이주형<sup>†</sup>, 한예지<sup>†</sup>, 이상섭\*

충북대학교 환경공학과

Joo-Hyeong Lee<sup>†</sup>, Ye-Ji Han<sup>†</sup>, Sang-Sup Lee\*

Department of Environmental Engineering, Chungbuk National University, Cheongju, Republic of Korea

접수일 2025년 1월 14일  
수정일 2025년 2월 7일  
채택일 2025년 2월 11일

Received 14 January 2025  
Revised 7 February 2025  
Accepted 11 February 2025

<sup>†</sup>These two authors contributed equally to this work as co-first authors.

\*Corresponding author  
Tel : +82-(0)43-261-2468  
E-mail : slee@chungbuk.ac.kr

**Abstract** Amine-based wet absorption is one of the most extensively studied carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) capture methods. However, the amine absorbents used in this process can release harmful substances, such as ammonia (NH<sub>3</sub>) and aldehydes. These substances are released due to thermal and oxidative degradation. This degradation can negatively impact the environment and human health. This study analyzed the emission characteristics of NH<sub>3</sub> during an absorption-regeneration process. Monoethanolamine (MEA) was used as the absorbent in a laboratory-scale experiment. Simulated flue gases from LNG and coal-fired power plants were used. The CO<sub>2</sub> and O<sub>2</sub> concentrations in the LNG and coal-fired power plant flue gases were 4% CO<sub>2</sub> and 15% O<sub>2</sub>, and 15% CO<sub>2</sub> and 5% O<sub>2</sub>, respectively. To examine the effect of O<sub>2</sub> in the flue gas on NH<sub>3</sub> emissions, additional experiments were conducted under three conditions (0, 5, and 15% O<sub>2</sub>). The results showed higher NH<sub>3</sub> emissions under LNG-fired power plant simulation conditions. NH<sub>3</sub> was emitted at high concentrations during the initial cycles under both conditions. Emissions decreased over time. NH<sub>3</sub> was emitted at consistently low levels during the regeneration process. The O<sub>2</sub> concentration in the inlet gas significantly influenced NH<sub>3</sub> emissions. Higher O<sub>2</sub> levels resulted in increased NH<sub>3</sub> emissions. Therefore, when CO<sub>2</sub> emissions are controlled at an LNG-fired power plant using the wet MEA process, the concentration of NH<sub>3</sub> emitted during the CO<sub>2</sub> absorption process is expected to be higher than that from a coal-fired power plant, while the concentration of NH<sub>3</sub> emitted during the CO<sub>2</sub> stripping process is expected to be similar. This indicates that harmful substances, such as NH<sub>3</sub>, can be emitted from the wet MEA process used for CO<sub>2</sub> control, and that the emission characteristics can vary depending on the composition of the flue gas.

**Key words:** Monoethanolamine, Carbon dioxide, Ammonia, LNG-fired power plant, Coal-fired power plant

### 1. 서론

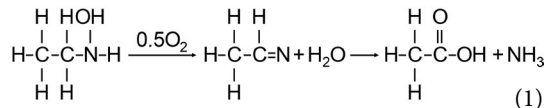
이산화탄소는 대표적인 온실가스로 기후 변화를 야기한다(Mangalapally *et al.*, 2009). 국제에너지기구(international energy agency, IEA)에 따르면 전 세계

에너지 관련 이산화탄소 배출량은 2023년 전년 대비 1.1% 증가한 37.4 Gt으로 사상 최고치를 경신하였다(IEA, 2024). 2019~2023년 환경부「국가 온실가스 인벤토리」에 따르면 최근 5년(2017~2021)간 총 온실가스 배출량 중 에너지 분야는 약 87%였으며, 에너지 분

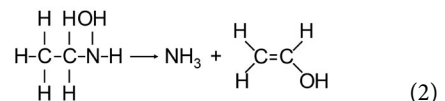
야의 온실가스 배출량 중 연료 연소로 인한 배출은 약 99%를 차지한다(MOE, 2023, 2022, 2021, 2020a, 2019). 석탄의 높은 탄소 함량으로 인해 화석연료 기반 발전소 중에서도 석탄화력발전소의 이산화탄소 배출은 높은 수준이다. 이에 따라 세계적으로 석탄화력발전 비중을 줄이고자 노력하고 있다. 한국 정부도 2020년 「2050 장기 저탄소 발전전략」을 통해 석탄발전시설을 단계적으로 폐쇄하고 LNG로 전환하는 방안을 발표하였다. 그러나 LNG 화력발전도 여전히 온실가스 배출을 동반하며, 간헐적인 운전 특성으로 인해 대기오염 물질의 배출이 급증할 수 있다(MOE, 2020b). 따라서 LNG 화력발전소도 석탄화력발전소와 같이 적절한 대기오염제어설비와 이산화탄소 포집 설비가 필요하다. 이산화탄소 포집 기술은 포집 시기에 따라 다음과 같이 구분할 수 있다; (1) 연소 전 포집 (pre-combustion carbon capture), (2) 연소 중 포집 (carbon capture during combustion), (3) 연소 후 포집 (post-combustion carbon capture) (Lee *et al.*, 2022). 이 중 가장 많이 연구되고 있는 기술은 연소 후 포집 기술이다. 연소 후 포집 기술은 크게 흡수법, 흡착법, 분리막법 등으로 분류된다. 그중에서도 아민계열 흡수제를 이용한 습식 화학흡수법은 흡수제와 이산화탄소의 가역적 화학 반응을 통해 이산화탄소를 흡수하는 방식으로, 반응속도가 빠르며, 높은 흡수 용량을 가진다. 또한 고온에 의해 이산화탄소를 쉽게 분리할 수 있어 비교적 순도 높은 이산화탄소를 생성할 수 있다(Meng *et al.*, 2022; Wang *et al.*, 2011). 아민계열 흡수제를 이용한 습식 화학흡수공정은 크게 흡수탑과 재생탑으로 구성되어 있으며, 아민 흡수제가 흡수탑과 재생탑을 순환하며 흡수 및 재생을 반복한다. 흡수탑은 평균 40~60°C, 탈거탑은 평균 100~150°C의 온도 구간에서 운영된다(Lu *et al.*, 2023; Wang *et al.*, 2011). 이산화탄소 흡수제로 사용되는 아민은 암모니아의 수소 원자를 탄화수소기로 치환한 화합물이다. 치환된 작용기에 따라 구조가 다르며, 작용기 개수에 따라 1차, 2차, 3차 아민으로 분류된다. 대표적인 상용흡수제로는 1차 아민인 MEA (monoethanolamine)가 있으며, PZ (piperazine),

AMP (2-amino-2-methyl-1-propanol), DEA (diethanolamine) 등과 같은 다양한 아민이 사용된다(Dutcher *et al.*, 2015). Puxty *et al.* (2009)에 따르면 선형 아민의 경우 MEA가 가장 효과적인 이산화탄소 흡수제 중 하나로 밝혀졌다. MEA는 높은 이산화탄소 효율을 가지고 있으며, 일반적으로 20~30 wt%의 농도 범위에서 산업적으로 응용 가능한 대표적인 사용 흡수제이다(Gao *et al.*, 2025).

아민 흡수제는 이산화탄소 흡수-탈거 공정 중에 열화의 과정을 거치게 된다. 아민의 열화는 두 가지로 분류된다; (1) 산화적 열화(oxidative degradation), (2) 열적 열화(thermal degradation). 산화적 및 열적 열화에 의해 생성되는 대표적인 유해물질로는 포름알데히드(formaldehyde), 나이트로스아민(nitrosamine), 암모니아(ammonia, NH<sub>3</sub>) 등이 있다(Bellona, 2009). NH<sub>3</sub>는 MEA와 같은 1차 아민의 산화 초기 생성물 중 하나이며, 아민계열 흡수제를 이용한 이산화탄소 포집 공정 중에서 높은 농도로 배출되는 휘발성 물질로 알려져 있다. MEA의 산화적 열화를 설명하는 다음 식 (1)과 같이, MEA는 산소(oxygen, O<sub>2</sub>)와 반응을 통해 C-N 결합이 끊어지면서 산화된다(Rochelle, 2024).



MEA의 산화적 열화는 NH<sub>3</sub>를 형성하며, hydroxyaldehyde, formaldehyde, acetaldehyde와 같은 aldehydes 그리고 ketones 등의 유해물질도 함께 형성한다. 열적 열화는 흡수제 재생 과정의 고온에 발생한다. MEA의 열적 열화는 다음의 식 (2)와 같이 나타낼 수 있다.



MEA의 열화로 생성된 물질들은 MEA와 함께 대기로 배출될 수 있다. MEA는 알레르기성 기침 등 호흡기 질환을 야기할 수 있고, aldehyde와 nitrosamine은 발암성 물질로 알려져 있다(McDonald, *et al.*, 2014).

또한 NH<sub>3</sub>는 산업안전보건기준에 따라 관리대상 유해물질로 분류되며, 급성 독성물질이다. 따라서 안정적인 이산화탄소 포집을 위해서는 흡수제의 열적 및 산화적 열화에 의해 생성되는 물질과 그 물질의 배출에 대해 많은 관심이 필요하다. 실제로 이산화탄소 습식 아민 흡수 공정에서 유기산, 알데히드, 무기화합물 등의 유해물질들이 배출된다고 보고된다 (Fredriksen and Jens, 2013). Morken *et al.* (2014)은 열병합발전소 (combined heat and power, CHP)에서 배출되는 가스를 약 50,000 Sm<sup>3</sup>/h로 공급받아 이산화탄소 흡수 공정을 운영하였으며, nitrosamine, nitramine, NH<sub>3</sub>의 대기 배출을 분석하였다. Chi and Rochelle (2002)는 이산화탄소 부하, 철, 산소분율, 산화 방지제를 변수로 두어 MEA를 이용한 실험실 규모의 열화 특성 비교 실험을 진행하였다. 반회분식 장치를 사용했으며, NH<sub>3</sub> 배출 측정을 통해 열화를 비교하였다. 아민 흡수제의 제조 및 저장 과정에서 산소와 반응하여 NH<sub>3</sub>가 발생하기 때문에, 아민 흡수제의 CO<sub>2</sub> 흡수 초기에 NH<sub>3</sub>가 상대적으로 높은 농도로 배출되는 것으로 판단되었다.

이산화탄소 포집 기술 중 아민계열 흡수제를 이용한 습식 흡수법이 주로 사용됨에 따라 흡수제 개발 및 효율 향상을 위한 연구가 활발히 진행 중이다. 또한 물 세척 공정 등 유해물질 배출 방지에 대한 연구개발 또한 활발히 진행 중이다. 물 세척은 습식 아민 이산화탄소 흡수 공정 구성 중 하나로 흡수탑 상부에 위치해 있다. 휘발되는 아민과 암모니아, 그 외 생성되는 유해물질의 배출을 방지하는 중요한 역할을 한다. 단일 단계 물 세척 (single water wash), 2단 물 세척 (2-stage water wash), 물 세척과 산 세척이 합쳐진 기술 등 안정적인 습식 아민 운전을 위한 공정 개발에 대한 연구가 이뤄지고 있다 (Rochelle, 2024). 따라서 이산화탄소 습식 아민 흡수 공정의 CO<sub>2</sub> 포집 효율 및 에너지 효율과 더불어 유해물질 배출에 대한 연구가 국외에서 이루어지고 있는 추세이다. 본 연구에서는 LNG 화력발전소, 석탄화력발전소와 같이 배기가스 조건이 다른 곳에서의 유해물질의 배출 특성을 파악하고자 하였다. 그리고 아민 흡수제가 이산화탄소를 흡수하고 탈거

하는 과정에서 발생하는 유해물질의 배출을 조사하였다. 아민 흡수제로는 MEA를 선정하였고, 배출 유해물질로는 NH<sub>3</sub>를 선정하였다. LNG 및 석탄화력발전소에서 습식 아민 공정을 운전하였을 때 배출되는 NH<sub>3</sub>의 특성을 살펴보기 위하여 각 발전소 모사가스를 제조하여 실험하였다. 또한 산화적 열화에 따른 배출 특성을 살펴보기 위해 주입가스 내 O<sub>2</sub> 농도를 변경하여 암모니아 배출에 대한 영향을 확인하였다.

## 2. 연구 방법

### 2.1 실험구성

MEA의 이산화탄소 흡수-탈거 공정 중 발생하는 유해물질의 배출을 확인하기 위해 제작한 실험실 규모의 회분식 흡수-탈거 장치 개략도를 그림 1에 나타내었다. CO<sub>2</sub> 흡수-탈거 장치는 크게 가스 공급부, 포기장치, 반응기, 가스분석기로 구성되어 있다.

가스 주입을 위해 MFC (Mass flow controller, 5850E, Brooks, USA)를 이용하였다. MFC의 전·후단 일부를 제외한 기체가 이동하는 모든 연결부는 외경 1/4" 테프론 튜빙을 사용하여 가스에 의한 부식 및 산화를 방지하였다. 반응기는 가스 주입관, 반응기, 응축관으로 구성하였다. 가스 주입관에는 미세망울로 포기될 수 있도록 G3 규격 (15~40 μm)의 다공성 유리필터를 사용하였다. 반응기는 내경 7 cm, 높이 16 cm의 원통 모양으로 제작하였다. 배출가스를 통한 흡수제의 증발 손실을 막기 방지하기 위해 반응기 상부에 이중 자켓 코일냉각기 (Double jacketed coiled condenser-CUOC 0124-500, Cuotalab, Korea)를 설치하였다. 응축 온도를 -20°C로 유지하기 위해 저온 순환수조 (HS-3005N, HANSHIN S&T, Korea)를 설치하여 에탄올 (Ethanol, 99.9%, GR, SAMCHUN, Korea)을 순환시켜 조절하였다. 반응기 내 흡수제의 온도 조절을 위해 오일베스 (C-WHT-D, CHANGSHIN SCIENCE, Korea)를 설치하였고, 실리콘 오일 (KF-54, ShinEtsu, Korea)을 이용하였다. 모든 가스가 합류되는 지점부터 반응기로 주

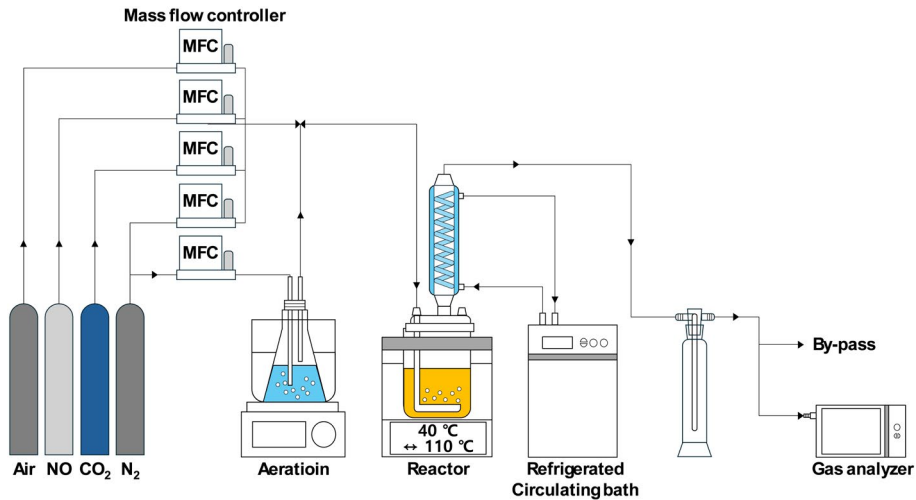


Fig. 1. Schematic diagram of a lab-scale CO<sub>2</sub> absorption and stripping process using MEA.

Table 1. Simulated flue gas composition during the absorption process.

Condition	CO <sub>2</sub> (%)	O <sub>2</sub> (%)	NO (ppm)	H <sub>2</sub> O (%)	N <sub>2</sub>
Simulated flue gas from an LNG-fired power plant	4	15	20	2	Balanced
Simulated flue gas from a coal-fired power plant	15	5	20	2	
Gas condition with 15% O <sub>2</sub>	15	15	20	2	
Gas condition with 0% O <sub>2</sub>	15	0	20	2	

입되는 가스 주입관을 히팅 테이프로 감아 수분이 응축되는 것을 방지하였다. MEA의 CO<sub>2</sub> 흡수-탈거 중 배출되는 CO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub> 가스 분석을 위해 응축관 후단에 가스 분석기(GT-1000, Korno, China)를 설치하였다. 분석기 정보는 다음과 같다; (1) 반응시간: ≤30 s, (2) 측정 정확도: ≤±3%, (3) 측정 범위: 0~20% CO<sub>2</sub>, 0~100 ppm NH<sub>3</sub>, (4) 측정 유량: 500~1000 mL/min. 가스 분석기로 수분이 들어가는 것을 방지하기 위해 가스 분석기 전단에 빈 임핀저를 설치하였다.

## 2.2 실험 방법

본 연구에서는 MEA (Monoethanolamine, ≥99.0%, GC, Kanto, Japan)를 초순수(≤18.2 MΩ)에 녹여 제조한 30 wt% MEA를 흡수제로 사용하였다. 반응기에 흡수제 200 mL를 넣고 흡수 및 재생 실험을 진행하였다. 반응 온도는 흡수 시 40°C, 탈거 시 110°C로 설정하였

다. 주입 가스의 조성은 표 1에 나타내었다. 표 1은 CO<sub>2</sub> 흡수 실험 동안 주입하는 가스의 조성이다. LNG 화력발전소 모사가스와 석탄화력발전소 모사가스의 중요한 차이점은 LNG 화력발전소 모사가스는 CO<sub>2</sub> 농도가 4%로 낮은 반면에, O<sub>2</sub>의 농도가 15%로 높다는 점이다(Buvik *et al.*, 2021; KIER, 2021; Xu and Lin, 2017). 주입가스 중 O<sub>2</sub> 농도의 차이는 NH<sub>3</sub> 배출농도에 영향을 미치는 것으로 판단되어, 석탄화력발전소 모사가스의 15% CO<sub>2</sub> 농도 조건에서 (1) O<sub>2</sub>의 농도가 15%인 조건과 (2) O<sub>2</sub>의 농도가 0%인 조건으로 가스를 각각 구성하여 추가 실험을 진행하였다. 석탄화력발전소 모사가스, 15% O<sub>2</sub>, 0% O<sub>2</sub>로 설정한 각 조건에서 3회 실시하는 흡수-재생 실험을 2회 반복 진행하였다. CO<sub>2</sub> 탈거 실험 동안 주입하는 가스의 조성은 모든 조건에 대하여 질소(N<sub>2</sub>) 가스 배경에 2% H<sub>2</sub>O로 구성되어 주입하였다. 흡수 실험과 탈거 실험 모두 주입 유

량은 1.5 L/min이다.

흡수 및 탈거 시간은 파과점을 지나서 배출농도가 주입농도와 유사한 수준이 되었을 때를 기준으로 설정하여 LNG 화력발전소 모사가스 조건의 경우 흡수-탈거 각각 4시간씩, 석탄화력발전소 모사가스 조건의 경우 흡수-탈거 각각 2시간씩 진행하였다.

### 3. 실험 결과

LNG 화력발전소 모사가스를 주입하여 CO<sub>2</sub> 흡수-탈거 실험을 30회 반복하여 진행하였다. 흡수-탈거 실험 동안 배출되는 CO<sub>2</sub> 농도는 실시간으로 측정 기록되기 때문에 30회 반복하여 수행한 흡수-탈거 실험 결과를 그래프로 표현하면 결과값들이 중복되어 나타나 배출 특성을 이해하기 어렵다. 따라서 흡수-탈거 실험의 각 시간에 배출된 CO<sub>2</sub> 농도를 평균하여 그림 2와 같이 나타내었다. 그리고 흡수-탈거 회차별로 차이는 CO<sub>2</sub> 배출농도의 편차를 나타내기 위하여, 흡수-탈거 시간의 10분 간격으로 30회 결과값의 표준편차를 나타내었다. 그림에서 보는 바와 같이, LNG 화력발전소 모사가스 조건의 경우 CO<sub>2</sub> 농도가 조금씩 증가하다가 흡수 2시간부터는 더 빠르게 증가하였다. 약 4시간 동안 흡수한 결과 CO<sub>2</sub> 배출농도가 주입농도인 4%와 유사한 수준으로 나타나 흡수가 거의 완료되었음

을 확인하였다. 4시간 이후부터는 탈거가 시작되었는데, 탈거가 시작되면서 CO<sub>2</sub> 배출농도가 급격하게 증가하다가 지속적으로 감소하였고, 8시간(탈거 시간으로는 4시간) 정도에서는 CO<sub>2</sub> 배출농도가 0에 가까워지는 것을 확인할 수 있었다.

마찬가지로 석탄화력발전소 모사가스를 주입하여 CO<sub>2</sub> 흡수-탈거 실험을 30회 반복하여 진행하였다. 이때 각 시간에 배출되는 CO<sub>2</sub> 농도를 평균하여 그림 3에 나타내었고, 흡수-탈거 시간의 10분 간격으로 30회 결과값의 표준편차도 나타내었다. 그림에서 보는 바와 같이, 석탄화력발전소 모사가스 조건의 경우 LNG 화력발전소 모사가스보다 CO<sub>2</sub> 농도가 높기 때문에, 흡수 약 30분부터 CO<sub>2</sub> 농도가 증가하여 파과곡선이 나타났다. 약 2시간 동안 흡수한 결과 CO<sub>2</sub> 배출농도가 주입농도인 15%와 유사한 수준으로 나타나 흡수가 거의 완료되었음을 확인하였다. 2시간 이후부터는 탈거가 시작되었는데, 탈거가 시작되면서 CO<sub>2</sub> 배출농도가 빠르게 감소하다가 이후에는 서서히 감소하는 경향을 보였다. 4시간(탈거 시간으로는 2시간) 정도에서는 CO<sub>2</sub> 배출농도가 0에 가까워지는 것을 확인할 수 있었다.

그림 4는 LNG 화력발전소 모사가스를 주입하여 CO<sub>2</sub> 흡수-탈거 실험을 30회 반복하여 진행하였을 때 배출되는 NH<sub>3</sub> 농도를 평균하여 나타낸 그래프이다. 흡수-탈거 시간의 10분 간격으로 30회 결과값의 표

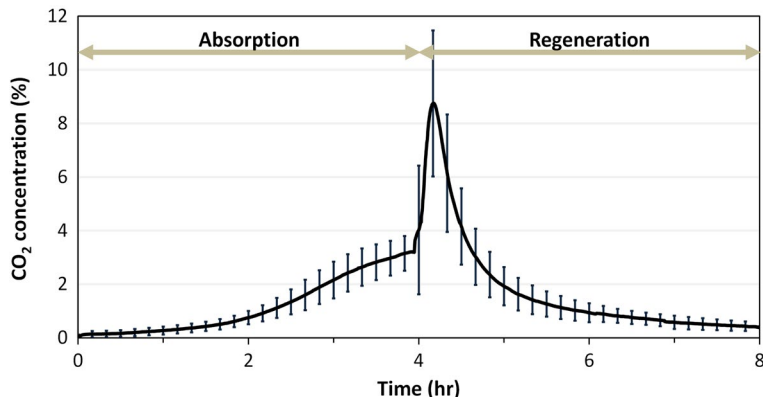


Fig. 2. Average CO<sub>2</sub> emission concentration with time in the test using simulated flue gas from an LNG-fired power plant.

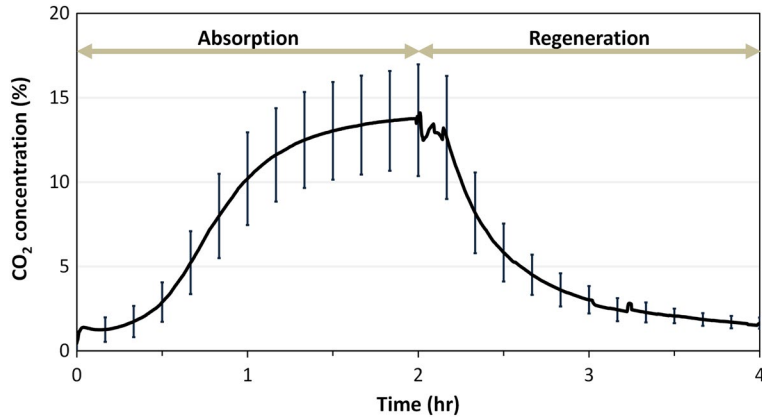


Fig. 3. Average CO<sub>2</sub> emission concentration with time in the test using simulated flue gas from a coal-fired power plant.

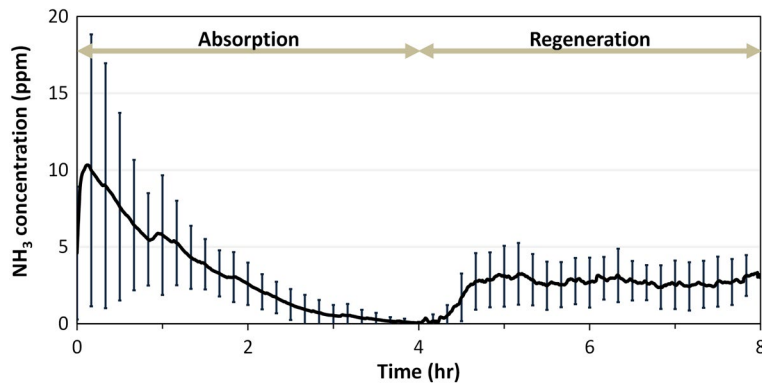


Fig. 4. Average NH<sub>3</sub> emission concentration with time in the test using simulated flue gas from a LNG-fired power plant.

준편차도 함께 나타내었다. 그림에서 보는 바와 같이, 두 실험 조건에서 공통적으로 흡수 초기에 높은 농도로 배출되었고 이후 점차 감소하는 경향을 나타내었다. 4시간의 흡수 과정 동안 배출된 평균 NH<sub>3</sub> 농도는 3.31 ppm이고, 흡수 초기 2시간 동안 배출된 평균 NH<sub>3</sub> 농도는 5.79 ppm이다. MEA의 산화 메커니즘에 따라 MEA와 모사가스 중의 O<sub>2</sub>가 반응하면서 식 1과 같이 NH<sub>3</sub>가 발생한다(Rochelle, 2024). 따라서 흡수 초기에 높은 배출이 나타나는 것은 흡수 초기에는 MEA가 모사가스 중의 산소와 반응하면서 NH<sub>3</sub>가 발생하는데, 이후에는 MEA 내에 흡수된 CO<sub>2</sub> 양이 증가하면서 O<sub>2</sub>와의 반응이 감소하고, 최종적으로 NH<sub>3</sub> 발생량이

감소하기 때문으로 판단된다. 흡수와 달리 탈거 과정 동안에는 비교적 일정한 수준의 NH<sub>3</sub> 배출농도를 보여 주었다. 4시간의 탈거 과정 동안 배출된 NH<sub>3</sub> 농도는 2.31 ppm으로 나타났다. 탈거 과정 동안에는 모사가스에 O<sub>2</sub>가 존재하지 않음으로, 열적 산화에 의한 배출로 보이고, 이로 인하여 비교적 일정한 수준의 NH<sub>3</sub> 배출 농도를 보이는 것으로 판단된다.

그림 5는 석탄화력발전소 모사가스를 주입하여 CO<sub>2</sub> 흡수-탈거 실험을 30회 반복하여 진행하였을 때 배출되는 NH<sub>3</sub> 농도를 평균하여 나타낸 그래프이다. 흡수-탈거 시간의 10분 간격으로 30회 결과값의 표준 편차도 함께 나타내었다. 그림에서 보는 바와 같이



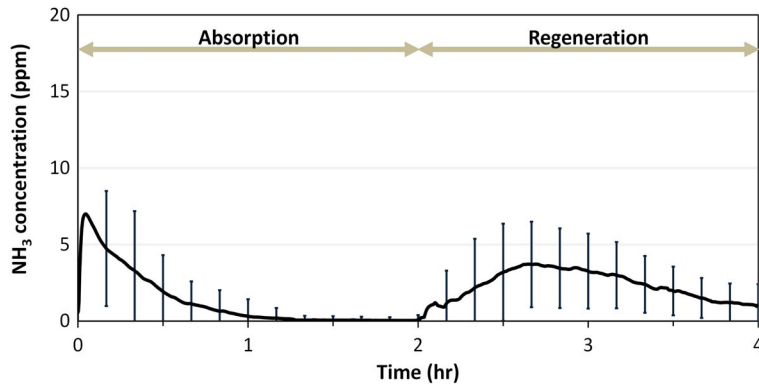


Fig. 5. Average  $\text{NH}_3$  emission concentration with time in the test using simulated flue gas from a coal-fired power plant.

LNG 화력발전소 모사가스를 주입한 실험의 결과와 비슷한 경향을 나타내었다. 흡수 초기에  $\text{NH}_3$ 가 상대적으로 높은 농도로 배출되고, 이후 점차 감소하였다. 반면에  $\text{NH}_3$ 의 배출농도는 LNG 화력발전소 모사가스 실험보다 낮은 값을 나타내었다. 2시간의 흡수 과정 동안 배출된 평균  $\text{NH}_3$  농도는 1.30 ppm, 흡수 초기 1시간 동안 배출된 평균  $\text{NH}_3$  농도는 2.51 ppm으로 LNG 화력발전소 모사가스 실험 때의 절반 이하 수준으로  $\text{NH}_3$ 가 배출되었다. 반면에 2시간의 재생 과정 동안 배출된 평균  $\text{NH}_3$  농도는 2.48 ppm으로 LNG 화력발전소 모사가스 실험 때와 비슷한 수준의  $\text{NH}_3$  배출을 나타내었다. 이는 탈거 과정 동안에는 모사가스에  $\text{O}_2$ 가 존재하지 않아 열적 산화가 일어나는 것이므로, LNG 화력발전소 모사가스 실험과 석탄화력발전소 모사가스 실험에서 비슷한 수준의  $\text{NH}_3$ 가 배출되는 것으로 판단된다.

LNG 화력발전소 모사가스 조건에서 결과와 석탄화력발전소 모사가스 조건에서 결과를 비교해 볼 때, 탈거 과정 동안에는 서로 비슷한 수준의  $\text{NH}_3$  배출 농도를 보이고, 흡수 과정 동안에는 LNG 화력발전소 모사가스에서 2배 이상의  $\text{NH}_3$  배출농도를 보였다. 이는 LNG 화력발전소 모사가스에서  $\text{O}_2$  농도가 15%로 석탄화력발전소 모사가스의  $\text{O}_2$  농도 5%보다 높기 때문으로 해석된다. 반면에 탈거 과정 동안에는 주입하는 모사가스에  $\text{O}_2$ 가 존재하지 않기 때문에 서로 비슷한

수준의  $\text{NH}_3$  배출농도를 나타낸 것으로 해석된다.

주입가스 내  $\text{O}_2$  농도가  $\text{NH}_3$  배출에 미치는 영향을 조사하기 위하여 추가실험을 진행하였다. 다른 가스의 조성은 석탄화력발전소 모사가스와 동일하게 두고,  $\text{O}_2$ 의 농도를 0, 5, 15%로 변화시켜 실험을 진행하였다. 30 wt% MEA 흡수제에  $\text{O}_2$ 가 없는(0%  $\text{O}_2$ ) 가스를 주입하여 흡수-탈거 실험을 3회 반복 실험하고, 다시 30 wt% MEA 흡수제를 제조하여 5%  $\text{O}_2$  농도를 가진 가스를 주입하여 흡수-탈거 실험을 3회 반복하는 형태로 실험을 진행하였다. 그리고 각 조건에서 흡수-탈거 실험 3회 실시하는 것을 2회 반복하였다. 그림 6, 7, 8은  $\text{O}_2$  농도에 따른  $\text{NH}_3$  배출농도를 비교하여 나타내고 있다.

그림 6은 흡수-탈거 1회차 실험에 대하여  $\text{O}_2$  농도에 따른  $\text{NH}_3$  배출농도 결과를 비교하여 나타내고 있다. 그림에서 나타난 바와 같이 흡수 과정에서는  $\text{O}_2$  농도에 따른  $\text{NH}_3$  배출농도 차이가 명확하게 나타나는 반면에, 탈거 과정에서는  $\text{O}_2$  농도에 따른  $\text{NH}_3$  배출농도 차이가 오차범위 이내로 나타났다. 특히 흡수 과정에서  $\text{O}_2$ 의 농도가 증가함에 따라  $\text{NH}_3$  배출농도가 증가하는 현상을 보여주었다. 그리고 앞서 살펴본 석탄화력발전소 모사가스를 주입한 그림 5의 결과와 마찬가지로 흡수 시간이 1시간 정도 지난 시점에는  $\text{NH}_3$ 가 거의 배출되지 않았다.

그림 7은 흡수-탈거 2회차 실험에 대하여  $\text{O}_2$  농도

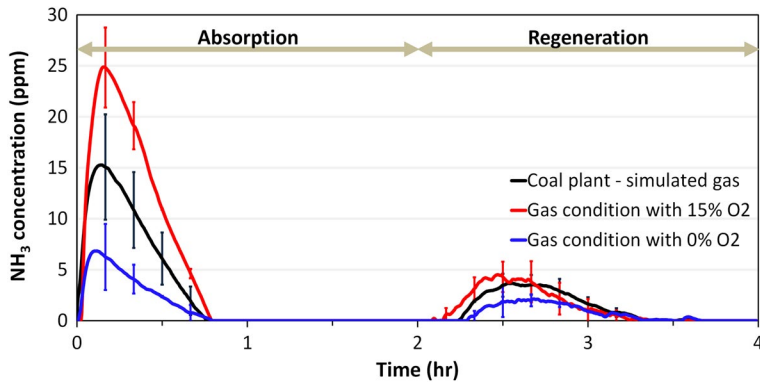


Fig. 6. The  $\text{NH}_3$  concentration in the effect of  $\text{O}_2$  on  $\text{NH}_3$  emissions experiments 1<sup>st</sup> test.

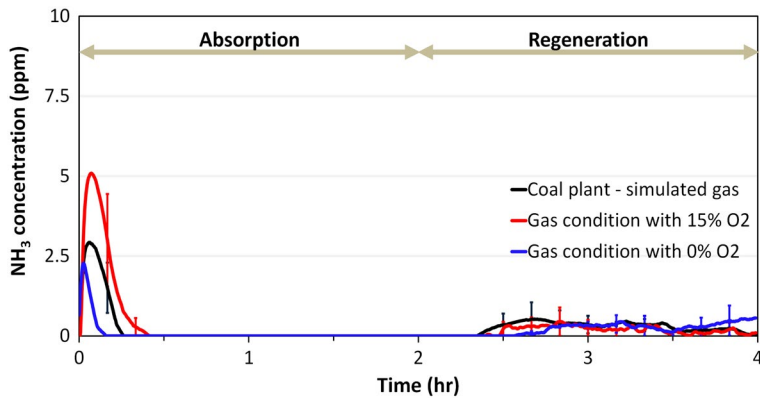


Fig. 7. The  $\text{NH}_3$  concentration in the effect of  $\text{O}_2$  on  $\text{NH}_3$  emissions experiments 2<sup>nd</sup> test.

에 따른  $\text{NH}_3$  배출농도 결과를 비교하여 나타내고 있다. 그림 6과 비교하였을 때, 흡수 과정 동안  $\text{NH}_3$  배출농도는 줄었으나,  $\text{O}_2$  농도에 따른  $\text{NH}_3$  배출농도 차이는 명확하게 확인할 수 있었다. 탈거 과정에서는  $\text{NH}_3$  배출농도가  $\text{O}_2$  농도에 영향을 받지 않음을 보여주고 있고, 그림 5에서 확인한 것처럼 탈거 과정 동안  $\text{NH}_3$  배출농도가 비교적 일정하게 나타나는 현상이 확인된다.

그림 8은 흡수-탈거 3회차 실험에 대하여  $\text{O}_2$  농도에 따른  $\text{NH}_3$  배출농도 결과를 나타내는데, 그림 7에서 확인한 것과 마찬가지로, 흡수 과정 동안  $\text{NH}_3$  배출농도는 줄었으나,  $\text{O}_2$  농도에 따른  $\text{NH}_3$  배출농도 차이는 여전히 확인할 수 있었다. 그리고 탈거 과정에서는  $\text{O}_2$

농도에 상관없이  $\text{NH}_3$  배출농도가 비교적 일정하게 확인되었다.

$\text{O}_2$ 의 농도를 0, 5, 15%로 변화시켜 실험을 수행한 결과  $\text{O}_2$  농도가 증가함에 따라 흡수 과정에서  $\text{NH}_3$  배출농도가 증가하였다. 이를 통하여 석탄화력발전소 모사가스 실험보다 LNG 화력발전소 모사가스 실험에서  $\text{CO}_2$  흡수 과정 동안 더 높은  $\text{NH}_3$  배출농도를 보였던 것이 LNG 화력발전소 모사가스의  $\text{O}_2$  농도가 더 높기 때문으로 확인되었다.  $\text{CO}_2$  흡수-탈거가 반복되면서  $\text{NH}_3$  배출농도는 감소하였는데, 이는 본 실험실 규모 장치에서  $\text{CO}_2$  탈거 효율이 높지 않아서 MEA 흡수제에  $\text{CO}_2$ 가 일부 남아 있기 때문에, MEA와 산소의 반응이 상대적으로 감소하기 때문으로 판단된다. 따라



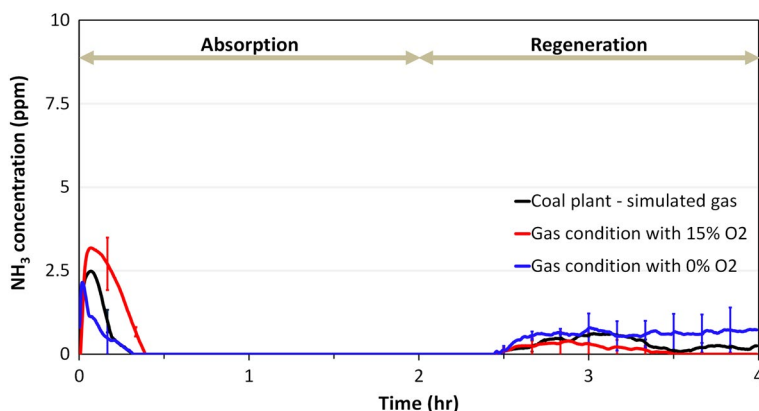


Fig. 8. The  $\text{NH}_3$  concentration in the effect of  $\text{O}_2$  on  $\text{NH}_3$  emissions experiments 3<sup>rd</sup> test.

서  $\text{CO}_2$  탈거 효율이 높은 실공정에서는 흡수 과정 동안에도  $\text{NH}_3$  배출농도가 일정하게 유지될 가능성이 있다.

#### 4. 결 론

본 연구에서는 LNG 및 석탄화력발전소에서 배출되는  $\text{CO}_2$ 를 습식 MEA 공정으로 처리할 때 배출될 수 있는  $\text{NH}_3$ 의 특성을 조사하였다. MEA 흡수제를 이용한 실험실 규모  $\text{CO}_2$  흡수-탈거 반응기에 LNG 및 석탄화력발전소 모사가스를 각각 주입하여 배출되는  $\text{NH}_3$ 를 분석하였다.  $\text{CO}_2$  흡수-탈거를 30회 반복하였을 때, LNG 화력발전소 모사가스를 주입한 실험에서는  $\text{CO}_2$  흡수 과정 동안 평균 3.31 ppm의  $\text{NH}_3$ 를 배출하였다. 반면에 석탄화력발전소 모사가스를 주입한 실험에서  $\text{CO}_2$  흡수 과정 동안 평균 1.30 ppm의  $\text{NH}_3$ 를 배출하였다. 이는 LNG 화력발전소 모사가스가 석탄화력발전소보다  $\text{O}_2$  농도가 높기 때문에, 산화적 열화로 인한  $\text{NH}_3$  배출량이 더 많기 때문으로 판단된다. 반면에  $\text{CO}_2$  탈거과정에서는  $\text{O}_2$ 를 포함한 가스가 주입되지 않기 때문에, LNG 및 석탄화력발전소 모사가스 조건에서 각각 2.31, 2.48 ppm으로 서로 비슷한 수준의 평균  $\text{NH}_3$  배출농도를 보였다. 그리고 두 모사가스 조건에서 공통적으로 흡수 과정에서는 흡수 초

기에  $\text{NH}_3$  배출농도가 증가하다가, MEA가  $\text{CO}_2$ 를 흡수한 양이 증가하면서  $\text{NH}_3$  배출농도가 급격히 감소한 반면에, 탈거 과정에서는 일정하게 지속적으로 배출되는 특성을 보였다. 흡수 과정 동안에는 LNG 화력발전소 모사가스에서 2배 이상의  $\text{NH}_3$  배출농도를 보이는 것이 배기가스의 높은  $\text{O}_2$  농도의 영향인지를 확인하기 위하여, 다른 가스의 조성은 석탄화력발전소 모사가스와 동일하게 두고,  $\text{O}_2$ 의 농도를 0, 5, 15%로 변화시켜 실험을 진행하였다. 그 결과  $\text{O}_2$  농도가 증가함에 따라  $\text{CO}_2$  흡수 과정에서  $\text{NH}_3$  배출농도가 증가하는 반면에 탈거 과정에서는  $\text{NH}_3$  배출농도의 변화가 거의 없는 것으로 나타났다. 따라서 LNG 화력발전소에서  $\text{CO}_2$ 를 습식 MEA 공정으로 처리하면 석탄화력발전소보다  $\text{CO}_2$  흡수 공정에서 배출되는  $\text{NH}_3$ 의 농도는 더 높은 반면에,  $\text{CO}_2$  탈거 공정에서 배출되는  $\text{NH}_3$ 의 농도는 비슷할 것으로 예상된다. 이는 아민계열 흡수제를 이용한  $\text{CO}_2$  흡수공정에서  $\text{NH}_3$  등의 유해물질이 배출될 수 있고, 배기가스 조성에 따라 그 배출 특성도 변할 수 있음을 보여준다. 유해물질의 배출에 영향을 주는 다른 인자, 예를 들어 흡수제의 종류, 흡수 및 탈거 온도 등에 대해서는 추가적인 연구가 필요할 것이다. 그리고 현장에 적용된 아민계열  $\text{CO}_2$  흡수공정에 대해서는 유해물질 배출에 대한 모니터링이 이루어져야 하겠고, 배출허용기준에 적합하지 여부도 확인이 필요하겠다.

## 감사의 글

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제이며 (NO.20212010200030) 이주형 저자 석사논문의 일부임.

## References

- Bellona (2009) Amines Used in CO<sub>2</sub> Capture - Health and Environmental Impacts, Bellona Report, Oslo, Norway.
- Buvik, V., Høisæter, K.K., Vevelstad, S.J., Knuutila, H.K. (2021) A review of degradation and emissions in post-combustion CO<sub>2</sub> capture pilot plants, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 106, 103246, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103246>
- Chi, S., Rochelle, G.T. (2002) Oxidative degradation of monoethanolamine, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 41(17), 4178-4186. <https://doi.org/10.1021/ie010697c>
- Dutcher, B., Fan, M., Russell, A.G. (2015) Amine-based CO<sub>2</sub> capture technology development from the beginning of 2013 - A Review, *ACS Applied Materials & Interfaces*, 7(4), 2137-2148. <https://doi.org/10.1021/am507465f>
- Fredriksen, S.B., Jens, K.J. (2013) Oxidative degradation of aqueous amine solutions of MEA, AMP, MDEA, Pz: A review, *Energy Procedia*, 37, 1770-1777. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.053>
- Gao, Y., Ning, C., Liu, L., Ye, Y., Tian, S., Zhao, X. (2025). Research progress of CO<sub>2</sub> absorbent in postcombustion capture process, *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, e3172. <https://doi.org/10.1002/apj.3172>
- International Energy Agency (IEA) (2024) CO<sub>2</sub> Emissions in 2023, IEA Publications, Paris. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>
- Korea Institute of Energy Research (KIER) (2021) CCUS In-depth Investment Analysis Report, Korea Institute of Energy Research.
- Lee, S., Lee, M., Jeon, W., Son, M., Jung, S.P. (2022) Current Status and Perspectives of Carbon Capture and Storage, *Journal of Korean Society of Environmental Engineers*, 44(12), 652-664. <https://doi.org/10.4491/ksee.2022.44.12.652>
- Lu, G., Wang, Z., Bhatti, U.H., Fan, X. (2023) Recent progress in carbon dioxide capture technologies: A review, *Clean Energy Science and Technology*, 1(1), 32. <https://doi.org/10.18686/cest.v1i1.32>
- Mangalapally, H.P., Notz, R., Hoch, S., Aspiron, N., Sieder, G., Garcia, H., Hasse, H. (2009) Pilot plant experimental studies of post combustion CO<sub>2</sub> capture by reactive absorption with MEA and new solvents, *Energy Procedia*, 1(1), 963-970. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.128>
- McDonald, J.D., Kracko, D., Doyle-Eisele, M., Garner, C.E., Wegerski, C., Senft, A., Knipping, E., Shaw, S., Rohr, A. (2014) Carbon capture and sequestration: an exploratory inhalation toxicity assessment of amine-trapping solvents and their degradation products, *Environmental Science & Technology*, 48(18), 10821-10828. <https://doi.org/10.1021/es5009505>
- Meng, F., Meng, Y., Ju, T., Han, S., Lin, L., Jiang, J. (2022) Research progress of aqueous amine solution for CO<sub>2</sub> capture: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 168, 112902. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112902>
- Ministry of Environment (MOE) (2019) 2019 National Greenhouse Gas Inventory of Korea (1990-2017), Greenhouse Gas Inventory and Research Center of Korea, (in Korean).
- Ministry of Environment (MOE) (2020a) 2020 National Greenhouse Gas Inventory of Korea (1990-2018), Greenhouse Gas Inventory and Research Center of Korea, (in Korean).
- Ministry of Environment (MOE) (2020b) 2050 Carbon Neutral Strategy of the Republic of Korea (Towards a Sustainable and Green Society, Ministry of Environment.
- Ministry of Environment (MOE) (2021) 2021 National Greenhouse Gas Inventory of Korea (1990-2019), Greenhouse Gas Inventory and Research Center of Korea, (in Korean).
- Ministry of Environment (MOE) (2022) 2022 National Greenhouse Gas Inventory of Korea (1990-2020), Greenhouse Gas Inventory and Research Center of Korea, (in Korean).
- Ministry of Environment (MOE) (2023) 2023 National Greenhouse Gas Inventory of Korea (1990-2021), Greenhouse Gas Inventory and Research Center of Korea, (in Korean).
- Morken, A.K., Nenseter, B., Pedersen, S., Chhaganlal, M., Feste, J.K., Tyborgnes, R.B., Ullestad, Ø., Ulvatn, H., Zhu, L., Mikoviny, T., Wisthaler, A., Cents, T., Bade, O.M., Knudsen, J., de Koeijer, G., Falk-Pedersen, O., Hamborg, E.S. (2014) Emission results of amine plant operations from MEA testing at the CO<sub>2</sub> Technology Centre Mongstad, *Energy Procedia*, 63, 6023-6038. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.636>
- Puxty, G., Rowland, R., Allport, A., Yang, Q., Bown, M., Burns, R., Maeder, M., Attalla, M. (2009) Carbon dioxide post-

combustion capture: a novel screening study of the carbon dioxide absorption performance of 76 amines, *Environmental Science & Technology*, 43(16), 6427-6433. <https://doi.org/10.1021/es901376a>

Rochelle, G.T. (2024) Air pollution impacts of amine scrubbing for CO<sub>2</sub> capture, *Carbon Capture Science & Technology*, 11, 100192. <https://doi.org/10.1016/j.ccst.2024.100192>

Wang, M., Lawal, A., Stephenson, P., Sidders, J., Ramshaw, C. (2011) Post-combustion CO<sub>2</sub> capture with chemical absorption: A state-of-the-art review, *Chemical Engineering Research and Design*, 89(9), 1609-1624. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2010.11.005>

Xu, J., Lin, W. (2017) A CO<sub>2</sub> cryogenic capture system for flue gas

of an LNG-fired power plant, *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(29), 18674-18680. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.04.135>

## Authors Information

이주형 (충북대학교 환경공학과 석사)  
(ju97kr@naver.com)

한예지 (충북대학교 환경공학과 석사과정)  
(serena052524@gmail.com)

이상섭 (충북대학교 환경공학과 교수)  
(slee@chungbuk.ac.kr)