

# 신 흡수제(KoSol-5)를 적용한 0.1 MW급 Test Bed CO<sub>2</sub> 포집 성능시험

이정현 · 김범주 · 신수현 · 곽노상 · 이동욱 · 이지현 · 심재구<sup>†</sup>

한전전력연구원 창의미래연구소  
(2016년 5월 10일 접수, 2016년 6월 13일 심사, 2016년 7월 11일 채택)

## 0.1 MW Test Bed CO<sub>2</sub> Capture Studies with New Absorbent (KoSol-5)

Junghyun Lee, Beom-Ju Kim, Su Hyun Shin, No-Sang kwak, Dong Woog Lee, Ji Hyun Lee, and Jae-Goo Shim<sup>†</sup>

Creative Research Laboratory, KEPCO Research Institute, 105 Munji-Ro, Yuseong-Gu, Daejeon 34056, Korea  
(Received May 10, 2016; Revised June 13, 2016; Accepted July 11, 2016)

### 초 록

한전 전력연구원에서 개발한 고효율 아민계 습식 CO<sub>2</sub> 흡수제(KoSol-5)를 적용하여 0.1 MW급 Test Bed CO<sub>2</sub> 포집 성능 시험을 수행하였다. 500 MW급 석탄화력발전소에서 발생하는 연소 배가스를 적용하여 하루 2톤의 CO<sub>2</sub>를 처리할 수 있는 연소 후 CO<sub>2</sub> 포집기술의 성능을 확인하였으며 또한 국내에서는 유일하게 재생에너지 소비량을 실질적으로 측정함으로써 KoSol-5 흡수제의 성능에 대한 신뢰성 있는 데이터를 제시하고자 하였다. 그리고 주요 공정변수 운전 및 흡수탑 인터쿨링 효율 향상에 따른 에너지 저감 효과를 테스트하였다. 흡수탑에서의 CO<sub>2</sub> 제거율은 국제에너지기구 산하 온실가스 프로그램(IEA-GHG)에서 제시하는 CO<sub>2</sub> 포집기술 성능평가 기준치(CO<sub>2</sub> 제거율: 90%)를 안정적으로 유지하였다. 또한 흡수제(KoSol-5)의 재생을 위한 스팀 사용량(재생에너지)은 2.95 GJ/tonCO<sub>2</sub>가 소비되는 것으로 산출되었는데 이는 기존 상용 흡수제(MEA, Monoethanol amine)의 평균 재생에너지 수준(약 4.0 GJ/tonCO<sub>2</sub>) 대비 약 26% 저감된 수치이다. 본 연구를 통해 한전 전력연구원에서 개발한 KoSol-5 흡수제 및 CO<sub>2</sub> 포집 공정의 우수한 CO<sub>2</sub> 포집 성능을 확인할 수 있었고, 향후 본 연구에서 성능이 확인된 고효율 흡수제(KoSol-5)를 실증급 CO<sub>2</sub> 포집플랜트에 적용할 경우 CO<sub>2</sub> 포집비용을 크게 낮출 수 있을 것으로 기대된다.

### Abstract

The absorption efficiency of amine CO<sub>2</sub> absorbent (KoSol-5) developed by KEPCO research institute was evaluated using a 0.1 MW test bed. The performance of post-combustion technology to capture two tons of CO<sub>2</sub> per day from a slipstream of the flue gas from a 500 MW coal-fired power station was first confirmed in Korea. Also the analysis of the absorbent regeneration energy was conducted to suggest the reliable data for the KoSol-5 absorbent performance. And we tested energy reduction effects by improving the absorption tower inter-cooling system. Overall results showed that the CO<sub>2</sub> removal rate met the technical guideline (CO<sub>2</sub> removal rate : 90%) suggested by IEA-GHG. Also the regeneration energy of the KoSol-5 showed about 3.05 GJ/tonCO<sub>2</sub> which was about 25% reduction in the regeneration energy compared to that of using the commercial absorbent MEA (Monoethanolamine). Based on current experiments, the KoSol-5 absorbent showed high efficiency for CO<sub>2</sub> capture. It is expected that the application of KoSol-5 to commercial scale CO<sub>2</sub> capture plants could dramatically reduce CO<sub>2</sub> capture costs.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> capture, test bed, KoSol-5 absorbent, regeneration energy, chemical absorption

## 1. 서 론

화석연료의 무분별한 사용으로 인한 온실가스의 배출은 지구 온난화 현상을 가속화 하고 있으며, 이를 해결하기 위해 전 세계적으로 온실가스 감축을 위한 연구 및 제도를 강화하고 있다. 국내 석탄화력발전소는 국내 전력생산량의 약 40%를 차지하는 주요 발전원[1]이면서

주요 온실가스 배출원이다. 따라서 석탄화력발전소에서 대량으로 발생하는 온실가스를 감축하기 위한 연구가 활발히 진행 중에 있다.

CO<sub>2</sub> 포집 기술은 CCS 기술 전체에 있어서 가장 큰 비중을 차지하는 기술로 연소 전 포집기술(Pre-combustion technology), 연소 후 포집 기술(Post-combustion technology)과 순산소 연소기술(Oxy-fuel combustion technology)로 나뉘지며 포집 요소기술은 흡수법, 흡착법, 막분리법 등을 이용한 다양한 포집방법이 있다[2]. 기존 석탄화력발전소에 적용 가능한 기술로는 연소 후 포집 방법이 있다. 특히 연소 후 CO<sub>2</sub> 포집 방법 중 아민계열 흡수제를 이용한 화학 흡수법은 발전 배가스 중의 저농도 CO<sub>2</sub> (12~17 vol%)를 처리하기에 매우 용이한 기술이다. 습식아민 포집 기술은 아민 화합물과 CO<sub>2</sub>의 화학반응을 이용하여 흡수탑에서 발전 배가스 중의 CO<sub>2</sub>를 선택적으로 포집하고 재생탑

<sup>†</sup> Corresponding Author: Creative Research Laboratory, KEPCO Research Institute, 105 Munji-Ro, Yuseong-Gu, Daejeon 34056, Korea  
Tel: +82-42-865-5430 e-mail: jgshim5@kepc.co.kr

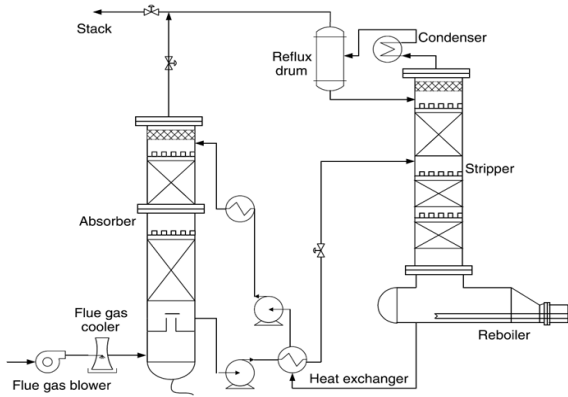


Figure 1. Schematic diagram of BSU (Bench Scale Unit) and process flow.

에서 이를 분리시켜 고순도의 CO<sub>2</sub>를 얻을 수 있다. 아민흡수제를 이용한 포집 공정은 이미 오랜 기간 상업적으로 운전되어 왔다는 장점이 있기 때문에 향후 화력발전소 적용에 있어 타 기술과 다르게 빠른 공정도입이 가능한 가장 적합한 기술로 평가되고 있다[3]. 그러나 화학 흡수법을 이용한 연소 후 CO<sub>2</sub> 포집기술의 경우 다른 연소 후 포집기술과 마찬가지로 공정운전에 있어서 상당한 양의 에너지가 소비되며, 발전효율의 약 10%가 저하되는 것으로 발표되고 있다[4]. 때문에 각국의 연구기관에서는 에너지 소비가 낮은 고효율 CO<sub>2</sub> 흡수제의 개발 및 포집공정 단계에서 에너지소비를 낮추어 CO<sub>2</sub> 포집 설비에서 발생하는 발전효율의 저하를 최소화하기 위해 활발한 연구 활동을 하고 있다.

국내의 화학 흡수법을 이용한 습식 CO<sub>2</sub> 포집기술은 한국에너지기술연구원, RIST 및 일부 대학에서 연구가 진행 중에 있지만, 대부분의 연구가 실험실 규모를 벗어나지 못하고 있다[5,6]. 반면에 한전 전력연구원에서는 국내에서 최초로 선산화력발전소의 배가스를 처리하기 위한 0.1 MW급 CO<sub>2</sub> 포집 Test bed(처리용량 : 2 tonCO<sub>2</sub>/day)를 구축하였고, 10 MW급 CO<sub>2</sub> 포집 Pilot Plant(처리용량 : 200 tonCO<sub>2</sub>/day)를 구축함으로써 대규모 CO<sub>2</sub> 포집성능시험을 위한 기반을 구축하였다. 또한 화력발전소의 배가스 처리를 위한 CO<sub>2</sub> 흡수제(KoSol-4)를 자체 개발 완료하였으며 이를 Test bed 및 Pilot plant에 적용하여 장기연속운전을 성공적으로 완료하였다[7,8].

습식 흡수제를 이용한 CO<sub>2</sub> 포집공정에서 가장 중요한 것은 흡수제의 성능이다. 우수한 성능의 흡수제는 높은 이산화탄소 흡수/탈거 능력만이 아니라 부식 및 열화에 대한 내구성을 가져야 한다. 따라서 본 과제에서는 부식 및 열화에 대한 내구성이 우수한 흡수제를 개발하고 또한 흡수제의 내구성을 향상시키기 위한 연구를 진행하였다. 또한, 한전 전력연구원에서 개발한 저에너지 소비형 고효율 CO<sub>2</sub> 흡수제(KoSol-5)를 0.1 MW급 Test bed CO<sub>2</sub> 포집 공정에 적용하여 성능시험을 수행하고 주요 성능데이터(CO<sub>2</sub> 제거율 및 에너지 사용량 등)를 분석하였다. 분석된 데이터에 근거하여 기존 상용흡수제(MEA, Monoethanolamine) 및 한전 전력연구원 자체 개발흡수제(KoSol-4, KoSol-5)와 성능 비교를 수행하였다.

## 2. 실험

### 2.1. BSU 및 Test bed 적용 흡수제

본 연구의 BSU (Bench Scale Unit) 및 0.1 MW급 Test bed 성능시험에는 한전 전력연구원에서 개발한 습식 아민계열 CO<sub>2</sub> 흡수제(이하

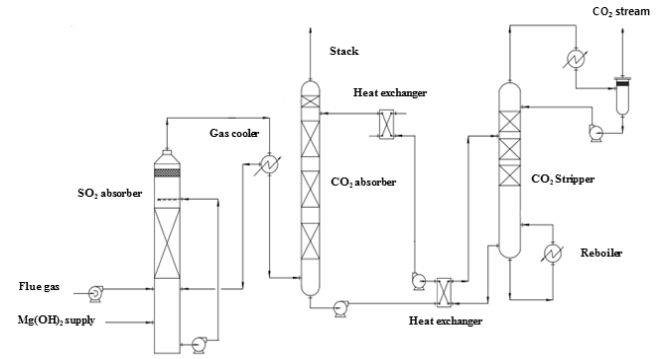


Figure 2. Schematic diagram of CO<sub>2</sub> capture Test bed and process flow.

KoSol-4, KoSol-5)를 활용하였다. 개발된 KoSol-5는 2차 아민 2종을 Blending한 것이다.

### 2.2. 흡수제의 부식도 측정

부식 실험은 무게 감량법으로 수행하였으며, 흡수제를 CO<sub>2</sub>로 각각 포화 시킨 후 Carbon Steel 시편을 스테인레스 반응용기에 넣어 오븐에서 120℃의 온도로 48 h 동안 부식 실험을 진행하였다.

실험 전후의 무게 차이를 계산하여 부식도 mpy (mills per year)를 계산하였다. 부식도 mpy의 계산은 다음의 식 (1)과 같다.

$$\text{mpy} = 534 W/\text{DAT} \tag{1}$$

여기서 W는 시편의 무게손실 mg, A는 시편의 표면적 in<sup>2</sup>, D는 시편의 밀도 g/cm<sup>3</sup>, T는 노출시간 hr이다.

### 2.3. BSU (Bench Scale Unit) 및 0.1 MW급 Test bed 개요

개발흡수제의 재생에너지소비량 분석을 위해 그림과 같이 BSU (Bench Scale Unit) 공정을 활용하였다. BSU 공정의 가스 처리 용량은 2 m<sup>3</sup>/hr이며, 크게 흡수탑(Absorber)과 재생탑(Stripper)으로 구성이 된다(Figure 1). 버너를 통해 배출되는 배가스(Flue gas)는 가스 송풍기(Flue gas blower)를 거쳐 흡수탑 하단으로 투입하게 되고 흡수탑 상단에서 주입되는 아민과 반응하여 가스 중의 CO<sub>2</sub>는 흡수제와 화학결합을 한 후 재생탑으로 이송된다. CO<sub>2</sub>가 제거된 가스는 이후 스택을 거쳐 대기로 배출이 된다. 재생탑에서는 하부의 Reboiler에 투입되는 고온의 열(105~120℃)에 의해 흡수제와 CO<sub>2</sub>의 화학결합이 끊어지면서 재생이 된다. 재생된 흡수제는 다시 흡수탑으로 이송되고 재생탑에서는 고순도의 CO<sub>2</sub>가 배출된다.

2010년 10월 보령화력에 준공된 0.1 MW급 CO<sub>2</sub> 포집 Test bed(처리용량 : 2 tonCO<sub>2</sub>/day)는 현재까지 고효율 CO<sub>2</sub> 흡수제 개발을 위한 테스트 설비로 활용되고 있다(Figure 2).

CO<sub>2</sub> 포집공정은 탈황탑, CO<sub>2</sub> 흡수 및 재생탑으로 구성되어 있으며 재생탑의 재열기 운전을 위한 보조증기는 한국중부발전(주) 보령화력 본부 8호기 탈황설비용 보조증기(10 kg/cm<sup>2</sup>) 공급배관에서 인출하여 활용하였다. 실험 중에 배가스에 포함된 SO<sub>x</sub>의 영향을 최소화하기 위하여 CO<sub>2</sub> 포집공정 전단에 Mg(OH)<sub>2</sub>를 활용한 습식 탈황공정을 추가하여 배가스 중의 SO<sub>x</sub> 농도에 따른 CO<sub>2</sub> 포집공정의 성능 변화를 파악할 수 있도록 설계하였다. 흡수탑 하단으로 투입이 된 배가스는 이후 상부에서 투입되는 흡수제와 반응을 하여 배가스 중의 CO<sub>2</sub>는 흡수제와 화학반응을 하고, 흡수제와 반응을 하지 않는 가스는 흡수탑 상

**Table 1. Operating Conditions of CO<sub>2</sub> Capture Test Bed**

	Unit	Figures
CO <sub>2</sub> removal rate	%	> 90
Flue Gas flow rate	Sm <sup>3</sup> /hr	365
Flue Gas Temp.	℃	40.0
Lean amine feed temp.	℃	40.0
Absorber Packed Height	m	15.70
Stripper Packed Height	m	11.75
CO <sub>2</sub> vol% in flue gas	vol%	12~16

부로 배출이 된다. CO<sub>2</sub>와 화학적 결합을 한 흡수제(이하 리치 아민)는 이후 흡수탑 하단으로 배출되어 펌프를 통해 재생탑으로 투입이 된다. 이때 흡수탑 하부에서 배출되는 리치아민과 재생탑 하부에서 흡수탑으로 이송되는 흡수제(이하 린 아민) 간의 열교환을 위해 린-리치아민 열교환기를 구성하여 에너지 사용효율을 극대화함으로써 전체 공정에 투입되는 에너지 사용량이 최소화 되도록 하였다.

본 연구에서 활용된 CO<sub>2</sub> 포집 Test bed의 주요 운전 조건을 Table 1에 제시하였다. CO<sub>2</sub> 포집 Test bed로 투입되는 배가스는 보령화력 8호기 탈황설비에서의 공급되며, 흡수탑에서의 CO<sub>2</sub> 제거율은 국제에너지기구 온실가스 프로그램(IEA-GHG)에서 제시하는 기준(CO<sub>2</sub> 포집 기술 성능분석을 위한 제거율 기준 : 90%)에 근거하여 설정하였다[9].

**2.4. 데이터 분석(흡수제 재생에너지)**

CO<sub>2</sub> 포집공정에서 재생탑에서 흡수제와 CO<sub>2</sub>의 분리를 위해 재열기에 투입되는 스타프(혹은 재생에너지)는 전체 CO<sub>2</sub> 포집공정에 투입되는 에너지의 약 70% 이상을 차지하기 때문에, 전체 CO<sub>2</sub> 포집공정의 에너지 사용량을 결정짓는 가장 중요한 평가 항목이다.

흡수제의 재생에너지(H<sub>reboiler</sub>)는 흡수탑에서 포집된 CO<sub>2</sub>의 양(W<sub>CO2</sub>)과 재열기에 투입되는 에너지(Q<sub>reboiler</sub>)의 비로 계산되는데 다음의 식(2)와 같다.

$$H_{reboiler} = Q_{reboiler} / W_{CO2} \tag{2}$$

그리고 포집된 CO<sub>2</sub>의 총량인 W<sub>CO2</sub>는 다음의 식(3)~(4)에 의해 계산된다.

$$R_{CO2} = (V_{CO2,in} \times V_{gas,in} - V_{CO2,out} \times V_{gas,out}) / V_{CO2,in} \times V_{gas,in} \tag{3}$$

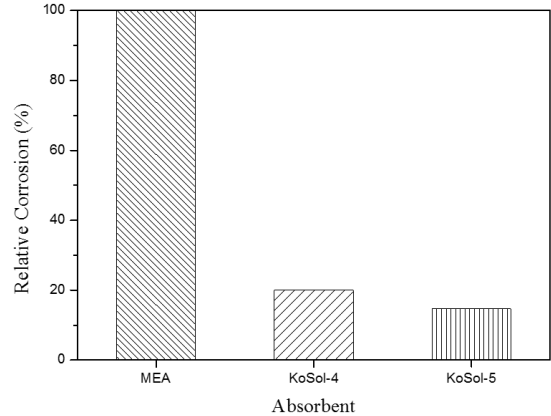
$$W_{CO2} = V_{gas,in} \times R_{CO2} \times \rho_{CO2} \tag{4}$$

여기서 R<sub>CO2</sub>는 흡수탑에서의 CO<sub>2</sub> 제거율, V<sub>CO2,in</sub>, V<sub>CO2,out</sub>은 각각 흡수탑내 투입/배출되는 배가스 내의 CO<sub>2</sub> 농도, V<sub>gas,in</sub>, V<sub>gas,out</sub>은 흡수탑내 투입/배출되는 가스의 유량, ρ<sub>CO2</sub>는 배가스 내 CO<sub>2</sub>의 질량농도를 나타낸다[10].

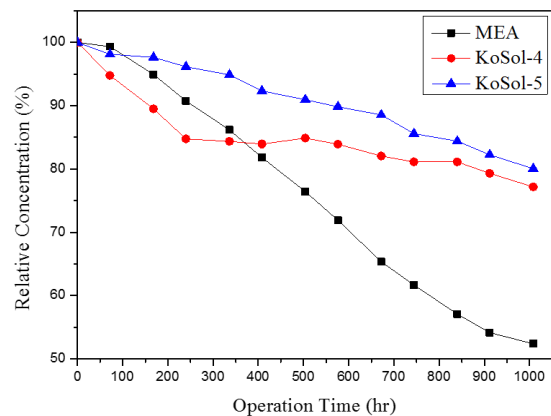
**3. 결과 및 고찰**

**3.1. KoSol-5의 내구성 평가**

습식 흡수제를 이용한 CO<sub>2</sub> 포집공정에서 가장 중요한 것은 흡수제의 성능이다. 우수한 성능의 흡수제는 높은 이산화탄소 흡수/탈거 능력뿐만이 아니라 흡수제로 인한 부식 및 열화에 내구성을 가져야 한



**Figure 3. Relative comparison of corrosion.**



**Figure 4. Relative comparison of oxidative degradation.**

다. 따라서 본 연구에서는 성능뿐만 아니라 부식 및 열화에 대한 내구성이 우수한 흡수제를 개발하고 또한 흡수제의 내구성을 향상시키기 위한 연구를 진행하였다.

**3.1.1. KoSol-5의 상대 부식도 측정 결과**

습식 아민 흡수제의 경우 흡수탑(Absorber)과 재생탑(Stripper)을 순환하면서 미량의 공정상 부식을 발생시킨다. CO<sub>2</sub> 포집 공정에서 설비 재료의 부식은 공정의 효율 및 수명을 줄이는 가장 큰 요인이다. 따라서 부식도가 적은 흡수제를 사용하는 것이 공정의 효율 및 수명을 증가시킬 수 있다. 본 연구에서는 상용 흡수제인 MEA와 개발 흡수제 KoSol-4 및 KoSol-5의 부식도를 측정하여 상용 흡수제(MEA)와 상대 비교를 하였다.

KoSol-5에 대한 상대 부식도 측정 결과는 Figure 3와 같다. 실험결과 MEA (30 wt%)를 사용한 경우 시험의 부식률은 60.0 mpy (mills per year)로 크게 높았으며 신 흡수제 KoSol-5의 경우 8.8 mpy로 MEA에 대비 85% 이상 부식 향상도를 보였다. 그리고 기존 개발된 KoSol-4의 부식률과 비교하여도 신 흡수제 후보 물질의 부식률은 향상된 결과를 보였다.

**3.1.2. KoSol-5의 산화성 열화 결과**

CO<sub>2</sub> 포집을 위한 공정에서 흡수제를 장기 사용할 경우, 발전소 배가스 중에 포함되어 있는 약 5% 미만의 산소에 의한 산화성 열화가 발생하여 흡수제를 보충해 주어야 한다. 따라서 흡수제 개발 시 이와

Table 2. Operating Result of BSU (Bench Scale Unit)

Condition	Unit	Result		
Gas flow	m <sup>3</sup>	2.0		
L/G ratio	L/m <sup>3</sup>	3.0		
CO <sub>2</sub> Con.	%	15.2		
Absorber flue gas Inlet Temp.	°C	40	40	40
Absorbent		MEA	KoSol-4	KoSol-5
Absorber CO <sub>2</sub> removal rate	%	90	91	91
Stripper Temp.	°C	112	109	109
Regeneration energy	GJ/tonCO <sub>2</sub>	4.00	3.15	3.07

같은 열화를 줄일 수 있는 흡수제를 개발하기 위해 개발 흡수제에 대한 산화성 열화특성을 살펴보았다.

신 흡수제 후보물질을 이용하여 약 1,000 h 동안 실시한 산화성 열화 실험결과는 아래 Figure 4와 같다. 상용 흡수제인 MEA의 산화성 열화는 빠르게 진행되어 1,000 h 후 최초 농도의 약 53%가 남고 나머지 47%는 열화되었다. 반면, 이전 연구에서 개발된 흡수제 KoSol-4 후보물질의 1,000 h 후의 열화정도는 약 25% 이하로 적은 양의 흡수제가 열화 되었다[7,8]. 특히 흡수제 KoSol-5는 흡수제 KoSol-4보다 산화성 열화도가 소폭 향상된 실험결과를 보였다. MEA 흡수제와 비교하여 약 27% 정도 열화가 덜 진행되어 내열화도가 50% 이상 향상되었다. KoSol-4 및 KoSol-5의 경우 1차 아민인 상용 흡수제 MEA보다 화학적 구조가 상대적으로 큰 구조를 지니며, 산소와의 반응시 입체적 장애로 인해 내열화도의 향상 요인으로 사료된다.

### 3.2. BSU (Bench Scale Unit) 실험을 통한 KoSol-5 흡수제의 재생 에너지 측정

본 연구에서 상용 흡수제(MEA)와 개발 흡수제 KoSol-4 및 KoSol-5의 BSU 운전 테스트를 수행하였다. 운전 조건은 IEA-GHG에서 제시하고 있는 CO<sub>2</sub> 제거율 90%를 기준으로 하였다. 그리고 배가스 유량은 2 m<sup>3</sup>/hr으로 고정하였고, 흡수탑과 재생탑의 높이는 일정하게 고정하였다. 흡수제의 순환량은 제거율 기준 조건인 90%를 맞출 수 있도록 하였다. 운전 시간은 초기 start up 및 heating 1 h, 가스 투입 후 안정화 시간 1 h, 정상 운전 5 h를 기준으로 하였다. MEA, KoSol-4 및 KoSol-5의 운전 조건 및 실험결과를 정리하면 Table 2와 같다.

BSU 설비는 전기 히터를 이용하여 흡수제를 재생하기 때문에 현장에 스팀을 이용하여 계산되는 흡수제 재생에너지와 동일한 결과를 얻는 것은 불가능하다. 따라서 전기 사용량을 통해 계산된 흡수제 재생에너지에 동일한 환산계수(MEA 4.0 GJ/tonCO<sub>2</sub> 조건) 곱하여 흡수제 재생에너지를 계산하였다. 기존 흡수제(MEA)와 본 과제에서 개발 중인 KoSol-5의 BSU 운전결과 매우 낮은 재생에너지를 보였다. 전력연구원에서 개발한 KoSol-4의 재생에너지가 3.15 GJ/tonCO<sub>2</sub>로 MEA보다 21% 재생에너지 사용량 감소를 보였다. KoSol-5 테스트 결과 MEA 대비 23% 정도의 재생에너지 사용량 감소를 보였으며, KoSol-4와 비교하여도 약 0.1 GJ/tonCO<sub>2</sub>의 에너지 사용량 감소라는 우수한 성능을 보였다. 흡수제의 재생을 위해 소비되는 재생 에너지는 앞서 언급된 바와 같이 전체 발전 효율에 가장 큰 영향을 미치는데 Feron의 연구결과를 참조하면 재생에너지를 기존의 MEA 수준인 4.2 GJ/tonCO<sub>2</sub>에서 2.8 GJ/tonCO<sub>2</sub> 수준으로 낮추게 되면 발전 효율은 25.5% (MEA 흡수제 적용 : 재생에너지 4.2 GJ/tonCO<sub>2</sub>)에서 28.7%로 향상될 수 있음을 제시하였다[11]. 이러한 결과에서도 알 수 있듯이 재생에너지가 낮

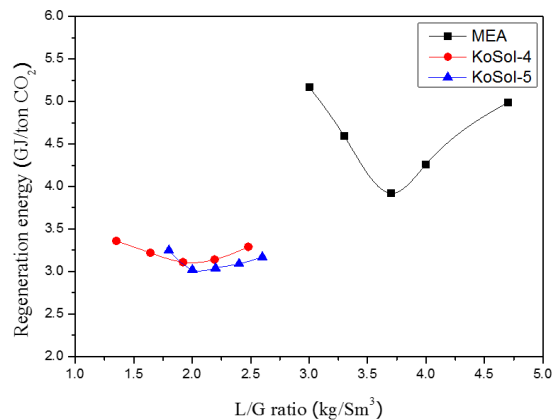


Figure 5. The effects of Liquid/Gas ratio.

은 흡수제를 개발하는 것은 전체 CO<sub>2</sub> 회수 공정은 물론 전체 발전 효율 관리 측면에서도 매우 중요한 요인이다.

### 3.3. KoSol-5 적용 0.1 MW급 Test bed 변수운전

상용흡수제(MEA), KoSol-4, KoSol-5를 0.1 MW급 Test bed에 적용 석탄화력발전소에서 배출되는 실 배가스 중 CO<sub>2</sub> 포집 성능을 평가하고, 주요 공정변수 운전을 실행하여 최적운전 조건을 도출하였다.

#### 3.3.1. KoSol-5의 흡수제 순환유량 변화에 따른 운전 결과

재생탑의 압력은 0.3 kgf/cm<sup>2</sup>으로 고정된 후 L/G 비(Liquid/Gas ratio = 흡수제 유량/배가스 유량 비) 변화에 따른 CO<sub>2</sub> 제거율 및 재생에너지 소비량 변화를 분석하였다(Figure 5). 실험결과 상용흡수제(MEA), KoSol-4, KoSol-5 최적 L/G 비가 다르게 측정되었고 KoSol-5의 경우 L/G 비가 2.0 kg/Sm<sup>3</sup>에서 재생에너지 성능이 가장 우수한 것으로 확인되었다(재생에너지 3.02 GJ/tonCO<sub>2</sub>). CO<sub>2</sub> 제거율 및 생산량은 당초 본 실험에서 기준 조건으로 선정된 CO<sub>2</sub> 제거율 90%와 생산량 2 ton/day를 만족하였다. KoSol-5는 L/G 비가 2.0 kg/Sm<sup>3</sup> 이하에서는 흡수제의 총 포집 능력이 적어서 린 아민에 α로딩(mol CO<sub>2</sub>/mol amine)이 0.25 이하로 유지되어야 제거율 90% 이상을 유지 가능하다. α로딩은 흡수제 1 mol에 포함된 1 mol의 CO<sub>2</sub> 비이다. 따라서 리보일러에서 과량의 스팀이 주입되어 흡수제 재생에너지 사용량이 증가하게 된다. L/G 비가 2.0 kg/Sm<sup>3</sup> 이상에서는 흡수제의 총 포집 능력이 크지만 총 순환량의 증가로 흡수제에 포함된 물을 가열하는데 많은 스팀이 소모되어 흡수제 재생에너지가 증가하게 된다. 따라서 재생탑 압력이 0.3 kgf/cm<sup>2</sup>에서 L/G 비 2.0 kg/Sm<sup>3</sup>으로 운전하는 것이 최적 운전조건이다.

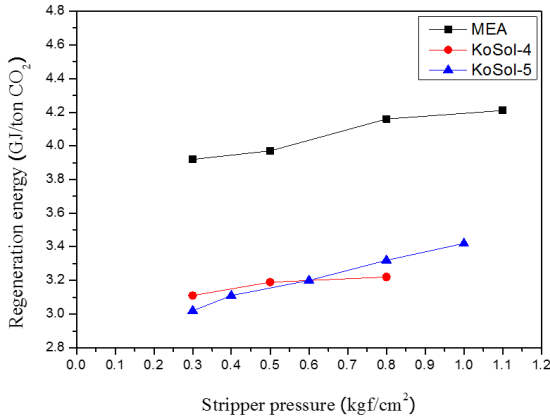


Figure 6. The effects of stripper pressure.

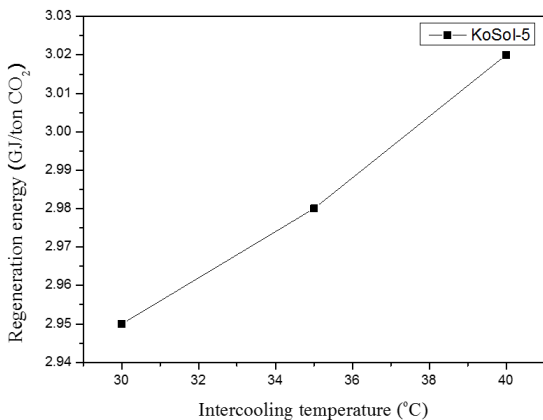


Figure 7. The effects of intercooling temperature and regeneration energy (KoSol-5).

3.3.2. KoSol-5의 재생탑 압력 변화에 따른 운전 결과

L/G 비는 2.0 kg/Sm<sup>3</sup>로 고정한 후 재생탑의 압력변화에 따른 CO<sub>2</sub> 제거율 및 재생에너지 소비량 변화를 분석하였다(Figure 6). 실험결과 상용흡수제(MEA), KoSol-4, KoSol-5 모두 재생탑 압력이 낮을수록 재생에너지 사용량이 감소하였다. 재생탑 운전 압력의 감소는 흡수제에 포함된 물의 끓는점을 감소시켜 흡수제 재생에너지를 감소시키는 것으로 예상된다. 하지만 포집된 CO<sub>2</sub>는 압축-액화를 통해 산업체 활용 및 저장이 되어야 하기 때문에 0.3 kgf/cm<sup>2</sup> 이상으로 운전되어야 한다. 따라서 L/G 비 2.0 kg/Sm<sup>3</sup>에서 재생탑 압력이 0.3 kgf/cm<sup>2</sup>에서 운전하는 것이 최적 운전조건이다.

3.3.3. KoSol-5의 흡수탑 Inter-cooling에 따른 운전결과

흡수탑 하단의 Inter-cooling 온도변화에 따른 흡수제 재생에너지를 측정하는 실험을 진행하였다. KoSol-5를 사용하여, 현재까지 최적운전 조건인 L/G비 2.0 kg/Sm<sup>3</sup>과 재생탑 압력 0.3 kgf/cm<sup>2</sup>에서 실험하였다. 그 결과 Inter-cooling 온도가 감소할수록 흡수제의 재생에너지는 감소하였다. 하지만 발전소의 하계 대기온도 평균이 30 °C 이상으로 냉각수를 30 °C 이하로 낮추게 되면 공정상의 에너지의 손실로 공정 효율을 감소시킨다. 때문에, 냉각수의 온도 한계 및 경제성 때문에 30 °C 이하 운전은 불가능하였다(Figure 7).

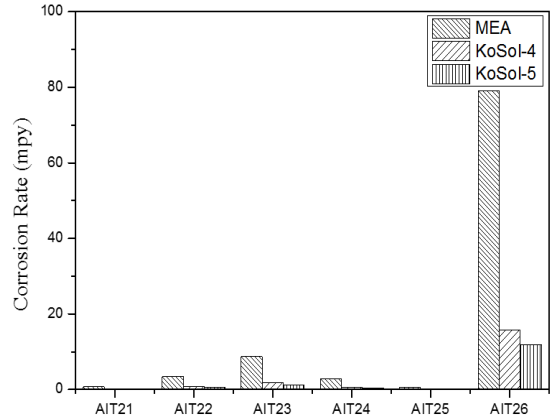


Figure 8. Profile of corrosion rate in basic operating condition.

3.3.4. 0.1 MW급 Test Bed 부식도 측정결과

상용흡수제(MEA), KoSol-4, KoSol-5의 최적 L/G 비와 재생탑 압력 0.3 kgf/cm<sup>2</sup> 조건에서 Test Bed에 설치된 6지점의 부식시편(Carbon Steel)의 부식도를 측정하였다. 부식 시편은 흡수탑 상부(AIT 21), 중부(AIT 22), 하부(AIT 23)와 재생탑 상부(AIT 24), 중부(AIT 25), 하부(AIT 26)에 설치되어 있고 부식도 측정결과는 Figure 8과 같다. 실험 결과 가장 온도가 높은 재생탑 하부에서 부식도가 매우 높았고 KoSol-5는 MEA대비 20% 수준의 매우 낮은 부식도를 보였다. 이는 흡수제 내 온도가 증가하면서 용존산소의 유리로 인해 상대적으로 높은 온도를 가지는 재생탑 하부에서 부식도가 가장 높은 것으로 추정된다.

4. 결 론

한전전력연구원에서 개발한 고효율 CO<sub>2</sub> 흡수제(KoSol-5)를 적용하여 연소 후 CO<sub>2</sub> 포집 Test Bed에서의 성능시험을 수행하였다. 석탄화력발전소에서 발생하는 연소배가스를 분기하여 CO<sub>2</sub> 포집 Test Bed에 투입함으로써 실 배가스에서의 CO<sub>2</sub> 포집 성능을 확인하였으며, 국내에서는 유일하게 CO<sub>2</sub> 제거율 90% 조건하에서 재생에너지 소비량을 실험적으로 측정하였다. 그리고 다양한 공정변수 운전을 통해 L/G 비 2.0 kg/Sm<sup>3</sup>, 재생탑 압력 0.3 kgf/cm<sup>2</sup>과 흡수탑 인터쿨링 온도 30 °C의 최적운전 조건을 도출하였다. 이 최적 운전조건에서 KoSol-5 운전결과 재생에너지는 2.95 GJ/tonCO<sub>2</sub> 수준임을 확인하였다. 또한 재생탑 하부에서 매우 높은 부식도를 보임을 확인하였고 KoSol-5의 경우 부식도가 상용흡수제 대비 20% 수준으로 포집설비의 장기 운영에 매우 큰 장점을 보임을 확인하였다. 본 테스트를 통해 확보된 성능데이터에 의하면, 본 연구에서 개발된 KoSol-5를 기존 상용흡수제(MEA)와 비교하여 약 26% 이상 재생에너지 저감되었으며, 현재 전 세계 주요 연구기관에서 개발 중인 흡수제의 성능과 비교하여도 동등 이상의 수준임을 확인할 수 있었다. 추후 10 MW급 연소 후 습식아민 CO<sub>2</sub> 포집 설비에 KoSol-5를 적용하고 지속적인 공정 업그레이드를 통해 세계 최고 수준의 연소 후 CO<sub>2</sub> 포집기술을 확보할 수 있을 것으로 기대된다.

감 사

본 연구는 2014년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(NO. 20142010201810).

## References

1. KPX, Power System Performance Report 2011, 298 (2012).
2. J. H. Lee, N. S. Kwak, I. Y. Lee, K. R. Jang, and J. G. Shim, Performance and economic analysis of domestic supercritical coal-fired power plant with post-combustion CO<sub>2</sub> capture process, *Korean Chem. Eng. Res.*, **50**(2), 365-370 (2012).
3. A. B. Rao and E. S. Rubin, A technical, economic and environmental assessment of amine-based CO<sub>2</sub> capture technology for power plant greenhouse gas control, *Environ. Sci. Technol.*, **36**, 4467-4473 (2005).
4. An Interdisciplinary MIT Study, The Future of Coal, 25 (2007).
5. H. Kierzkowska-Pawlak and A. Chacuk, Numerical simulation of CO<sub>2</sub> absorption into aqueous methyldietanolamine solutions, *Korean J. Chem. Eng.*, **29**(6), 707-715 (2012).
6. W. J. Choi, J. S. Lee, K. H. Han, and B. M. Min, Characteristics of CO<sub>2</sub> absorption and degradation of aqueous alkanolamine solutions in CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>-O<sub>2</sub> system, *Korean Chem. Eng. Res.*, **49**(2), 256-262 (2011).
7. J. H. Lee, N. S. Kwak, I. Y. Lee, K. R. Jang, S. G. Jang, K. J. Lee, G. S. Han, D. H. Oh, and J. G. Shim, Test bed studies with highly efficient amine CO<sub>2</sub> solvent (KoSol-4), *Korean J. Chem. Eng.*, **51**(2) 267-271 (2013).
8. N. S. Kwak, D. W. Lee, J. H. Lee, I. Y. Lee, K. R. Jang, and J. G. Shim, 10 MW CO<sub>2</sub> capture pilot plant studies with new solvent (KoSol-4), *Korean J. Energy Clim. Change*, **10**(1), 15-26 (2015).
9. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, International Energy Agency (Ed.), Criteria for technical and Economic Assessment of Plants with Low CO<sub>2</sub> Emissions, U.K., 25 (2009).
10. J. H. Lee, J. H. Kim, I. Y. Lee, K. R. Jang, and J. G. Shim, Bench scale carbon dioxide from the flue gas by monoethanolamine, *J. Chem. Eng. Jpn.*, **43**, 720-726 (2010).
11. P. H. M. Feron and C. A. Hendriks, CO<sub>2</sub> capture process principles and costs, *Oil Gas Sci. Technol.*, **60**(3), 451-459 (2005).