

# 후처리를 이용한 CO<sub>2</sub> 포집이 화력 발전설비 성능에 미치는 영향 해석

탁 상 현, 김 동 섭<sup>\*†</sup>, 장 영 수<sup>\*\*</sup>, 이 대 영<sup>\*\*\*</sup>, 김 민 성<sup>\*\*\*\*</sup>

인하대학교 대학원 기계공학부, \*인하대학교 기계공학부, \*\*국민대학교 발효융합공학과,

\*\*\*한국과학기술연구원 에너지메카닉스센터, \*\*\*\*에너지기술연구원 태양열지열연구센터

## Analysis of the Influence of Post-Combustion CO<sub>2</sub> Capture on the Performance of Fossil Power Plants

Sang Hyun Tak, Tong Seop Kim<sup>\*†</sup>, Young Soo Chang<sup>\*\*</sup>,  
Dae Young Lee<sup>\*\*\*</sup>, Minsung Kim<sup>\*\*\*\*</sup>

Graduate School, Inha University, Incheon 402-751, Korea

<sup>\*</sup>Dept. of Mechanical Engineering, Inha University, Incheon 402-751, Korea

<sup>\*\*</sup>Dept. of Advanced Fermentation Fusion Science and Technology, Kookmin University, Seoul 136-702, Korea

<sup>\*\*\*</sup>Energy Mechanics Research Center, KIST, Seoul 136-791, Korea

<sup>\*\*\*\*</sup>Solar Thermal and Geothermal Energy Research Center, KIER, Daejeon 305-343, Korea

(Received February 27, 2010; revision received May 27, 2010)

**ABSTRACT:** Research and development efforts to reduce CO<sub>2</sub> emission are in progress to cope with global warming. CO<sub>2</sub> emission from fossil fuel fired power plants is a major greenhouse gas source and the post-combustion CO<sub>2</sub> capture is considered as a short or medium term option to reduce CO<sub>2</sub> emissions. In this study, the application of the post-combustion CO<sub>2</sub> capture system, which is based on chemical absorption and stripping processes, to typical fossil fuel fired power plants was investigated. A coal fired plant and a natural gas fired combined cycle plant were selected. Performance of the MEA-based CO<sub>2</sub> capture system combined with power plants was analyzed and overall plant performance including the energy consumption of the CO<sub>2</sub> capture process was investigated.

**Key words:** Post-combustion CO<sub>2</sub> capture(연소후 이산화탄소 포집), MEA(모노에탄올아민), Coal-fired Steam Power Plant(석탄화력 발전설비), Natural Gas-fired Combined Cycle Power Plant(천연가스 복합화력 발전설비)

### 기 호 설 명

CCS : 이산화탄소 포집 및 저장

HHV : 고위발열량 [kJ/kgK]

MEA : 모노에탄올아민

NGCC : 천연가스 복합화력 발전

$\dot{Q}$  : 열량 [MW]

USC : 초초임계압

$\dot{W}$  : 출력 [MW]

$\eta$  : 효율

† Corresponding author

Tel.: +82-32-860-7307; fax: +82-32-868-1716

E-mail address: kts@inha.ac.kr

## 1. 서 론

최근 들어 지구온난화에 의한 환경문제가 심각한 수준에 이를 수 있다는 우려가 제기 되면서 온실가스 저감에 대한 연구 개발이 이어지고 있다. 특히 CO<sub>2</sub>는 대표적인 온실가스로 여겨지면서 CO<sub>2</sub>의 대기 중으로의 배출을 줄이고자 하는 연구가 전 세계적으로 진행되고 있다. CO<sub>2</sub> 배출을 줄이기 위한 기술을 통칭 CCS(carbon capture and storage)라고 하는데, 이 기술은 크게 연소전처리(pre-combustion), 연소후처리(post-combustion), 그리고 순산소연소(oxy-fuel combustion) 기술로 구분할 수 있다.<sup>(1)</sup> 그 중 하나인 연소후 처리 기술은 기존의 발전 설비에 배가스를 처리하는 CO<sub>2</sub> 제거 시스템을 추가하는 방법으로 다른 기술에 비해 상대적으로 단기간에 적용 가능한 기술로 평가받고 있고 다른 미래 기술들이 자리 잡기 전까지 대기 중으로의 CO<sub>2</sub> 방출을 감소시키는 현실적인 중간 기술로 고려되고 있다.<sup>(2)</sup> 이러한 연소후처리 기술 중 MEA(Monoethanolamine) 수용액을 흡수제로 이용하는 화학적 CO<sub>2</sub> 흡수법은 기술적으로는 발전 설비에 바로 적용이 가능하며 또한 상대적으로 비용이 적게 드는 기술로 평가받고 있다.<sup>(3)</sup> 그리고 이와 같은 흡수 및 재생을 이용한 화학적 CO<sub>2</sub> 포집 기술은 흡수제를 이용하여 흡수탑에서 CO<sub>2</sub>를 흡수시키고 재생탑에서 CO<sub>2</sub>와 흡수제를 분리시킨 다음 분리된 흡수제를 다시 재사용할 수 있는 장점이 있다.<sup>(3)</sup>

본 논문에서는 MEA를 사용한 CO<sub>2</sub> 후처리 시스템을 두 가지 화력 발전 방식, 즉 석탄화력 발전설비와 천연가스 복합화력 발전 설비에 적용하는 문제를 해석하였다. 각 설비별로 대표적인 설비 성능을 대상으로 선정하여 각각에 후처리 공정을 적용할 때 후처리 공정의 설계파라미터 해석을 수행하고 후처리 공정의 에너지 소모를 고려한 발전설비의 성능을 비교 분석하였다.

## 2. 시스템 구성 및 해석

### 2.1 발전 설비 개요

선정한 두 설비는 석탄을 사용하는 화력발전 설비와 천연가스를 사용하는 복합화력 발전설비이다. 전자는 잘 알려진 바와 같이 석탄연소 시 발생하는 열을 이용하여 보일러에서 스팀을 발생시킨 다음 증기터빈을 구동하여 동력을 발생시키는 설비이다.

후자는 가스터빈 배가스의 배열을 회수하여 효율을 증가시킨 설비로서 천연가스와 공기를 연소기에서 연소시킨 후 연소가스로 가스터빈을 구동하여 동력을 발생시킨다. 가스터빈을 통과한 배가스는 아직 그 온도가 상당히 높으므로 열회수 증기발생기(Heat recovery steam generator)를 통과시켜서 증기를 발생시키고 증기터빈을 구동하여 추가적인 동력을 발생시킨다. 후처리 시스템을 장착하게 되면 두 설비 모두 최종 배가스가 후처리 시스템으로 유입되어 CO<sub>2</sub>가 일정 수준 제거된 뒤 대기 중으로 방출된다.

### 2.2 발전 설비 성능

본 연구에서 필요한 발전 설비의 성능과 배가스 조성은 데이터베이스 프로그램을 이용해서 획득하였다. 미국 NETL에서 배포한 공개 프로그램인 IECM(Integrated Environmental Control Model)<sup>(4)</sup>을 이용하였다. IECM은 일반적인 화력발전 설비에 대한 모델이 내장되어 있어 몇 가지 조건들만 입력하면 간단하게 설비의 성능 및 배가스 조성 등에 대한 데이터를 얻을 수 있다.

먼저 석탄 화력발전 설비의 성능과 배가스 조성을 구하였다. 사용된 석탄의 조성 및 발열량을 Table 1에 나타내었다. 최신 기술 수준을 모사하기 위해서 초초임계압(Ultra-Supercritical, USC)형 설비를 가정하였는데, 성능은 Table 2에 나타낸 바와 같다. 순 출력(net power output) 600 MW급 설비를 가정하였으며, 순 효율(고위 발열량 기준)이 약 41.3%로 계산되어 현재 작동하는 고성능 설비를 대표한다.<sup>(5)</sup> 설비 순효율의 정의는 다음과 같다.

$$\eta_{\text{Net}} = \frac{\dot{W}_{\text{Net}}}{\dot{Q}_{\text{Input}}} \quad (1)$$

Table 1 Coal properties

Carbon[wt.%]	71.74
Hydrogen[wt.%]	4.62
Oxygen[wt.%]	6.09
Sulfur[wt.%]	0.71
Nitrogen[wt.%]	1.42
Ash [wt.%]	9.79
Moisture[wt.%]	5.63
HHV[kJ/kg]	30420

Table 2 Performance of the coal-fired power plant

Steam turbine power[MW]	653.7
Auxiliary power consumption[MW]	52.7
Net power output[MW]	600.0
Heat input[MW]	1453.5
Net efficiency, HHV[%]	41.3

Table 3 Flue gas composition of the coal-fired power plant

Component	Mass flow [ton/h]	Mass frac. [%]
Nitrogen	1765.9	67.07
Oxygen	148.4	5.64
Water vapor	265.1	10.07
Carbon dioxide	453.3	17.22
Total	2632.7	100

Table 4 Natural gas properties

Methane[mol.%]	83.4
Ethane[mol.%]	15.8
Nitrogen[mol.%]	0.8
HHV[kJ/kg]	53890

Table 5 Performance of the NGCC power plant

Turbine power[MW]	947.6
Compressor and auxiliary power consumption[MW]	335.5
Generator loss[MW]	12.1
Net power output[MW]	600.0
Heat input[MW]	1088.9
Net efficiency, HHV[%]	55.1

이와 같은 조건에서 발전 설비가 작동할 때 배출되는 배가스의 조성 및 유량을 Table 3에 나타내었다.

두 번째로 천연가스를 사용한 복합화력 발전 설비의 성능과 배가스 조성을 구하였다. 사용된 천연가스의 조성 및 발열량을 Table 4에 나타내었다. 가스 터빈 2기와 스팀터빈 1기로 구성된 순 출력을 600 MW 설비를 가정하였다. 즉 200 MW급 가스터빈<sup>(6)</sup>을 이용한 설비를 가정한 것이다. 그 성능을 Table

Table 6 Flue gas composition of the NGCC power plant

	Mass flow [ton/h]	Mass frac. [%]
Nitrogen	2319.3	74.93
Oxygen	423.2	13.67
Water vapor	152.8	4.94
Carbon dioxide	200.3	6.46
Total	3095.6	100

5에 나타내었다. 이로서 석탄화력 설비와 복합화력 설비에서 동일한 출력을 가정하여 비교가 용이하도록 하였다. 고위 발열량 기준 순 효율(효율 정의는 식(1)과 같음)은 약 55.1%이다. 이는 저위 발열량 기준으로 약 60%에 이르는 성능으로서 최신의 복합화력 설비의 성능<sup>(6)</sup>에 해당한다. 이와 같은 조건 하에서 발전 설비가 작동할 때 배출되는 배가스의 조성 및 유량을 Table 6에 나타내었다.

### 2.3 CO<sub>2</sub> 회수 시스템

MEA를 이용한 화학적 흡수법은 배가스로부터 CO<sub>2</sub>를 흡수하여 포집하는 기술이다. 본 논문에서 고려한 MEA를 흡수제로 이용하는 CO<sub>2</sub> 회수 시스템<sup>(7)</sup>의 개략도를 Fig. 1에 나타내었다. 발전설비로부터 배출되는 CO<sub>2</sub>를 포함한 배가스(cooled flue gas)는 흡수탑(absorber)의 아래 부분으로 들어가서 위 부분으로부터 들어오는 MEA 수용액(lean MEA)과 대향류 형태로 접촉한다. 배가스 성분 중 CO<sub>2</sub>는 MEA 수용액과 반응하여 결합하고 MEA 수용액에 흡수된 양 이외의 CO<sub>2</sub>와 나머지 배가스는 대기 중으로 방출된다. CO<sub>2</sub>를 흡수한 짙은(rich) MEA 수용액은 흡수탑의 아래 부분을 통해 빠져나와 열교환기로 들어가서 재생기로부터 나오는 열은(lean) MEA 수용액으로부터 예열되어 재생탑(stripper)으로 들어간다. 재생탑에서 추가적으로 열을 공급받으면 역반응이 일어나 MEA 수용액에 흡수되었던 CO<sub>2</sub>가 다시 분리된다. 분리된 CO<sub>2</sub>는 재생탑 위 부분을 통하여 배출되는데 이로부터 고순도의 CO<sub>2</sub>를 포집할 수 있다. 재생탑에서 CO<sub>2</sub>와 분리된 열은(lean) MEA 수용액은 열교환기와 냉각기를 거쳐 손실된 H<sub>2</sub>O와 MEA를 보충한 후 다시 흡수탑으로 보내지는 과정을 반복한다.

이와 같은 CO<sub>2</sub> 회수 시스템에서 일어나는 화학

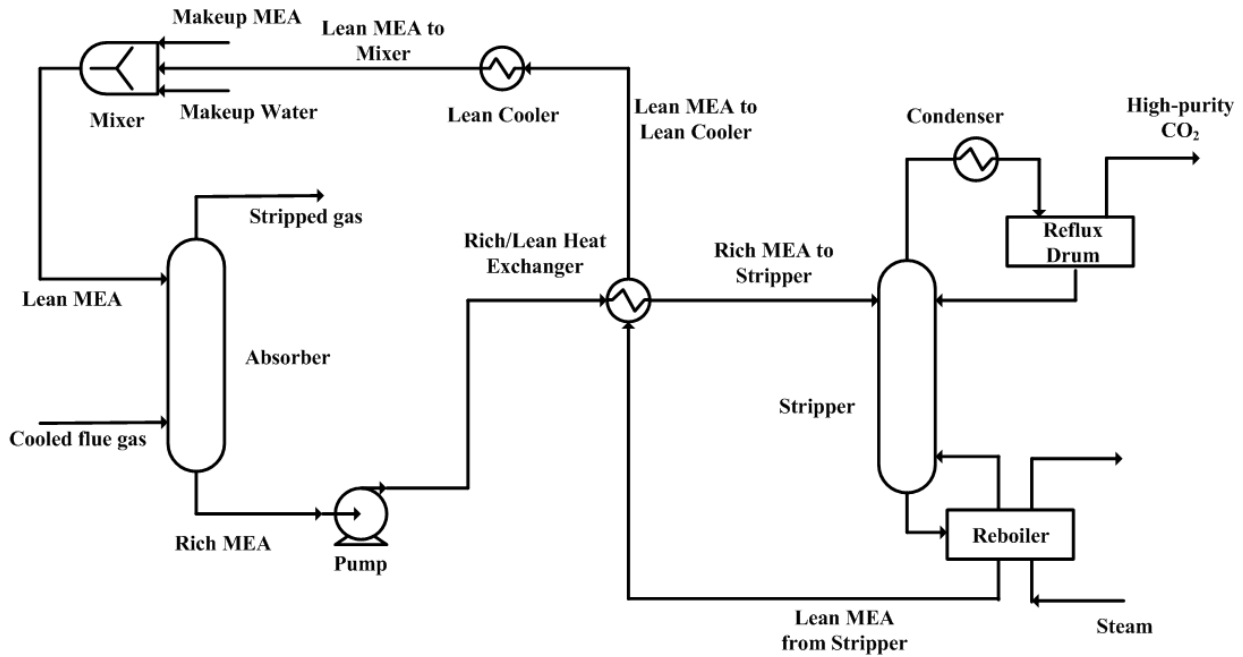
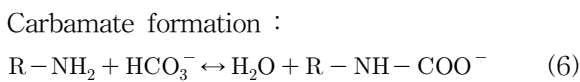
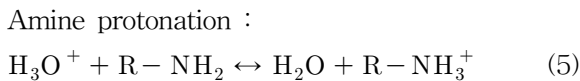
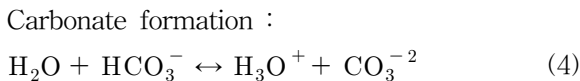
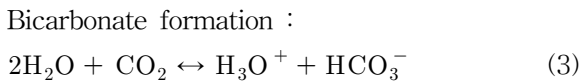
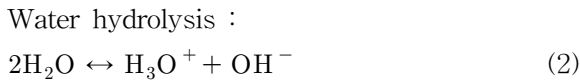
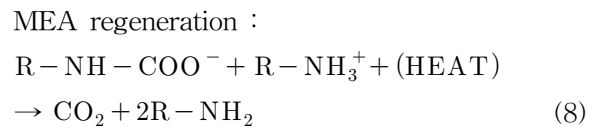
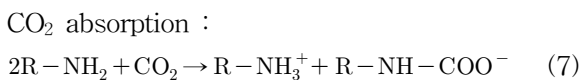


Fig. 1 Schematic diagram of post-combustion CO<sub>2</sub> recovery system using MEA sorbent.

반응식은 다음과 같이 나타낼 수 있다.



여기서 MEA는 R-NH<sub>2</sub>이고 R은 HO-CH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>를 나타낸다. 위 식들에서 볼 수 있듯이 전체적인 공정에서 복잡한 화학반응이 일어나게 되는데 흡수공정과 재생공정에서 주요하게 일어나는 화학반응식을 간략하게 정리하면 다음과 같이 나타낼 수 있다.



후처리 공정의 계산은 HYSYS<sup>(8)</sup>를 사용하여 수행하였다.

앞서 서술한 각 화력발전 설비의 배가스 유량과 조성을 가지고 연소후 처리를 이용한 CO<sub>2</sub> 회수 시스템에 대한 계산을 수행하였다. 해외에서 현재 운전 중인 후처리 시스템의 CO<sub>2</sub> 회수율은 약 90% 정도 이므로<sup>(9)</sup> 본 논문에서는 연소후 처리를 이용한 CO<sub>2</sub> 회수 시스템의 CO<sub>2</sub> 흡수율을 90%로 설정하였다. 즉, Table 3과 Table 6에서 Fig. 1과 같은 CO<sub>2</sub> 회수 시스템으로 보내지는 CO<sub>2</sub>의 유량은 각각 453.3 ton/h와 200.30 ton/h인데 흡수탑에서 MEA 수용액과 반

Table 7 Fixed value of CO<sub>2</sub> removal system

Inlet flue gas temperature[°C]	40
Inlet flue gas pressure[bar]	1
Lean MEA temperature[°C]	40
Lean MEA pressure[bar]	1
Number of stages in absorber	10
Heated rich MEA temperature[°C]	104.5
Number of stages in stripper	6

응하여 흡수되는 CO<sub>2</sub>의 양은 각각의 유량의 90%인 약 408.0 ton/h와 180.3 ton/h이고 그 외에 MEA 수용액에 흡수되지 않은 약 10%의 CO<sub>2</sub>는 대기 중으로 방출된다. 시스템의 구성과 작동조건은 일반적으로 사용되고 있는 값들을 참고하였으며<sup>(10)</sup> 그 값들을 Table 7에 표시하였다. 흡수제의 MEA 농도와 CO<sub>2</sub> 부하(lean CO<sub>2</sub> loading)를 변수로 하여 흡수제의 유량, 재생기에서 요구되는 열량 등을 계산하였다.

### 3. 해석 결과

먼저 후처리 공정의 주요 설계파라미터인 흡수기로 공급되는 열은 아민 수용액의 MEA 농도의 영향을 살펴보았다. Table 7과 같은 작동 조건과 CO<sub>2</sub> 흡수율 90% 조건하에서 이 농도를 21%에서 29%까

지 변화시켜가며 그에 따른 재생탑에서의 열 소모량(reboiler duty)과 흡수제의 유량 변화를 계산하여 석탄화력 설비과 복합화력 설비에 대해서 각각 Fig. 2와 Fig. 3에 나타내었다. MEA는 부식성이 있기 때문에 플랜트에서 흡수제로 사용할 때 그 농도가 질량분을 기준으로 30%가 넘지 않게 하여야 한다. 또한 Fig. 2와 Fig. 3에 나타낸 결과는 흡수탑에서 재생된 MEA 수용액상에서 완전히 분리되지 않고 남아있는 CO<sub>2</sub>의 몰 농도를 20%로 설정하여 계산한 결과이다. 흡수탑에서 CO<sub>2</sub>와 MEA와 반응하여 MEA 수용액에 흡수되는 과정은 발열반응이지만 재생탑에서 역반응으로 CO<sub>2</sub>와 MEA가 분리되는 과정은 흡열반응이므로 발전 설비의 스팀을 일부 이용하는 방법 등으로 그 열을 공급하는데 이 결과로 설비의 효율이 다소 감소하게 된다. MEA 수용액의 유량이 증가함에 따라 CO<sub>2</sub> 흡수율은 증가하게 되지만 유량이 어느 정도 수준에 도달하면 더 이상 증가하지 않고 수렴하게 된다. 특정 농도의 MEA 수용액에 대하여 일정 수준의 CO<sub>2</sub> 흡수율을 가정했을 때 최적의 흡수제 유량을 계산할 수 있는데 이 결과를 Fig. 2와 Fig. 3에 표시하였다.

MEA의 농도가 증가함에 따라 동일 유량의 흡수제에 흡수되는 CO<sub>2</sub>의 양이 증가하기 때문에 순환되는 흡수제의 유량이 감소하는 결과를 확인할 수 있다. 또한 MEA 농도의 증가로 순환되는 흡수제의 유량이 감소하기 때문에 흡수탑에서 CO<sub>2</sub>를 분리하는데 필요한 열량 또한 감소하는 결과를 확인할 수 있다. 기준 석탄화력 발전설비와 복합화력 발전설비의 효율은 각각 41.3% 55.1%인데(Table 3, Table 5 참조) 후처리를 이용한 CO<sub>2</sub> 포집 시스템을 추가하여 90%의 CO<sub>2</sub> 제거 효과를 가정했을 때 효율 감소가 얼마나 일어나는지 계산하여 Fig. 4와 Fig. 5에 표시하였다. 후처리를 이용한 CO<sub>2</sub> 회수에 사용된 열량을 고려한 전체 설비의 효율은 아래의 식으로 정의하였다. 여기서  $\dot{Q}_{\text{MEA}}$ 는 재생탑에서 흡수제 분리에 필요한 열량, 즉 재생탑에서의 열 소모량(reboiler duty)을 나타낸다.

$$\eta_{\text{Overall}} = \frac{\dot{W}_{\text{Net}}}{\dot{Q}_{\text{Input}} + \dot{Q}_{\text{MEA}}} \quad (9)$$

MEA의 농도가 높을수록 재생기에서 필요로 하는 열량이 감소하기 때문에 전체적인 설비의 효율 감소폭도 작아지게 되는데 MEA 농도가 29%일 때

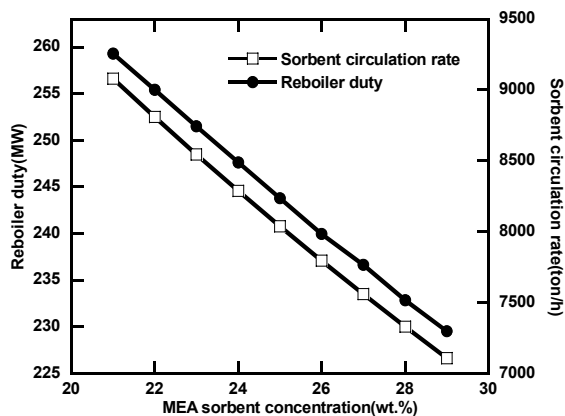


Fig. 2 Variation of reboiler duty and circulation rate with MEA concentration(coal-fired steam power plant).

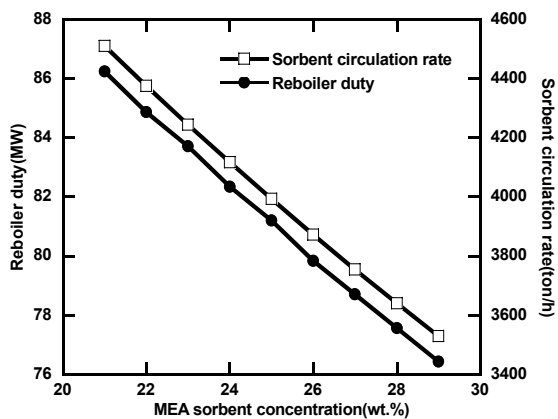


Fig. 3 Variation of reboiler duty and circulation rate with MEA concentration(NGCC power plant).

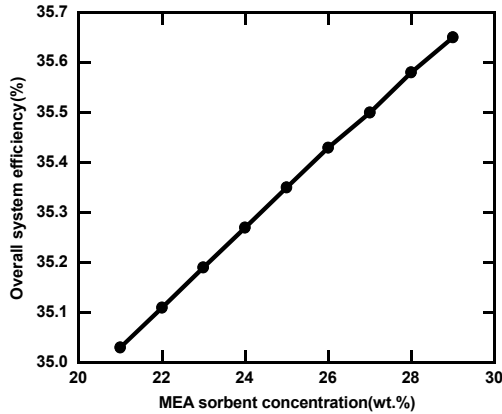


Fig. 4 Variation of overall system efficiency with MEA concentration(coal-fired steam power plant).

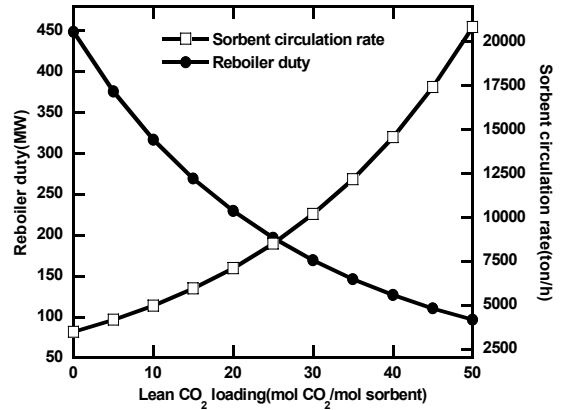


Fig. 6 Variation of reboiler duty and circulation rate with lean CO<sub>2</sub> loading(coal-fired steam power plant).

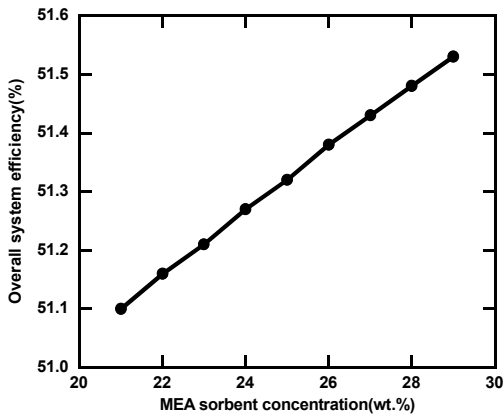


Fig. 5 Variation of overall system efficiency with MEA concentration(NGCC power plant).

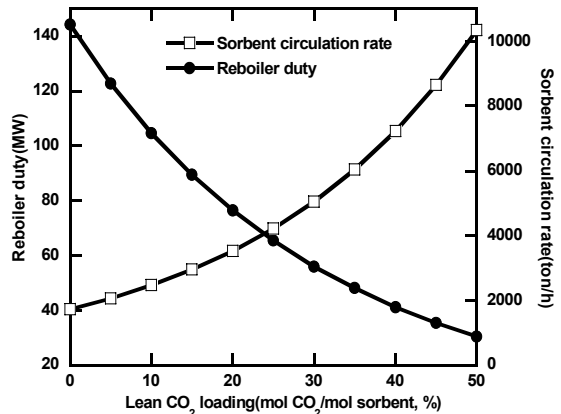


Fig. 7 Variation of reboiler duty and circulation rate with lean CO<sub>2</sub> loading(NGCC power plant).

석탄화력 발전 설비의 효율은 41.3%에서 35.65%로 약 13.68%, 복합화력 발전설비의 효율은 55.1%에서 51.53%로 약 6.48% 감소한다. 따라서 흡수제의 MEA 농도는 최대한 높게 유지하는 것이 시스템에 유리하다는 것을 알 수 있으며, 복합화력 설비가 석탄화력 설비보다 CO<sub>2</sub> 처리 공정 추가에 의한 성능 저하 정도가 작다는 것을 알 수 있다. 이는 복합화력 설비가 단위 출력당 CO<sub>2</sub> 발생이 적은 것이 크게 기인한다.

다음으로는 재생탑에서 CO<sub>2</sub>와 분리되어 나오는 흡수제에 포함되어있는 CO<sub>2</sub>의 농도를 변화시켜가며 열 소모량, 흡수제 유량, 그리고 전체 설비 효율 변화에 대하여 알아보았다. 흡수탑에서 열을 공급받으면 MEA 수용액에 흡수되어있는 CO<sub>2</sub>와 MEA는 역반응을 일으켜 CO<sub>2</sub>가 다시 분리된다. 그러나 실제로는 CO<sub>2</sub>가 완전히 다 분리될 수는 없고 어느

정도 양이 재생되는 흡수제에 녹아있게 된다. 이처럼 재생되는 흡수제에 녹아있는 CO<sub>2</sub>의 농도는 시스템의 성능에 영향을 미치게 된다. 흡수제의 MEA 농도를 29%로 고정한 상태에서 재생되는 흡수제에 녹아있는 CO<sub>2</sub>의 농도를 변화시켰을 때의 결과를 Fig. 6에서 Fig. 9까지 나타내었다. 흡수제에 녹아있는 CO<sub>2</sub>의 농도가 높을수록 흡수탑에서 흡수할 수 있는 CO<sub>2</sub>의 양이 감소하게 되므로 본 논문에서 설정한 90%의 CO<sub>2</sub> 흡수율을 만족시키기 위해서는 흡수제의 유량이 증가하여야 한다. 반면 흡수제의 CO<sub>2</sub> 농도를 높게 유지하면 재생탑에서의 CO<sub>2</sub> 분리량을 적게 유지할 수 있으므로 CO<sub>2</sub>를 분리하는데 필요한 열 소모량이 감소하게 되는데 이러한 결과를 Fig. 6과 7에서 확인할 수 있다. 또한 이러한 열 소모량의 감소로 전체 설비의 효율은 증가하게 되

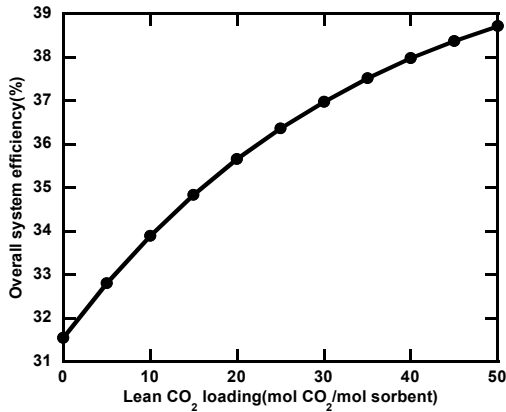


Fig. 8 Variation of overall system efficiency with lean CO<sub>2</sub> loading(coal-fired steam power plant).

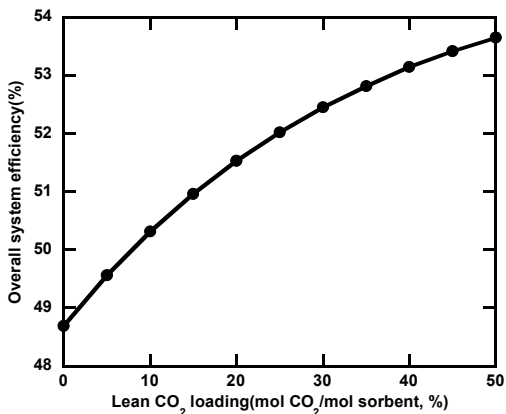


Fig. 9 Variation of overall system efficiency with lean CO<sub>2</sub> loading(NGCC power plant).

는데 이러한 결과를 Fig. 8과 Fig. 9에 나타내었다. 그러나 흡수제의 CO<sub>2</sub> 농도를 높게 유지하게 되면 흡수제 유량의 증가폭이 커지기 때문에 시스템 크기와 비용 문제에서는 불리해 질 수 있는 문제가 있으므로 성능과 비용문제를 고려하여 최적의 값을 설정해야 할 것이다.

#### 4. 결 론

석탄화력 발전 설비와 복합화력 발전 설비에 대해서 가장 최신 설비들의 성능과 배가스 조성 등을 대상으로 하여 연소후 처리를 이용한 CO<sub>2</sub> 포집 시스템과 연계하여 해석을 수행하였다. 배가스 중 90%의 CO<sub>2</sub> 포집을 가정하였으며 이에 따라 전체 설비의 효율이 감소하게 되는데 CO<sub>2</sub> 포집 시스템의 조건 변화에 따라 그 감소폭을 변화시킬 수 있음을 보였

다. 흡수제의 MEA 농도는 허용 가능한 범위 내에서 최대한 높게 유지하는 것이 시스템의 효율 및 비용 등에서 유리하지만 재생탑에서 분리되는 흡수제의 CO<sub>2</sub> 농도는 높을수록 시스템 효율 면에서는 좋아지는 것을 보였다 그러나 이 경우 비용이나 시스템의 크기가 증가하게 되는 단점이 있으므로 적절한 최적 설계가 필요할 것이다. 전반적으로 복합화력 발전설비가 석탄화력 발전설비에 비하여 후처리 공정 추가에 의한 설비효율 저하 정도가 낮음을 보였다. 유사한 후처리 공정 설계조건에서 복합화력 발전설비의 효율 저하정도가 석탄화력 발전설비에 비하여 절반정도로 예상된다.

#### 후 기

본 연구는 한국과학기술연구원의 기관고유과제 연구비 지원으로 수행되었음.

#### 참고문헌

1. Dijkstra, J. W., Marel, J., Kerkhof, B., Zwaan, B., Weeda, M., Jansen, D., and Haines, M., 2006, Near Zero Emission Technology for CO<sub>2</sub> Capture From Power Plants, Proceedings, GHGT-8, Trondheim, Norway.
2. Mofarahi, M., Khojasteh, Y., Khaledi, H., and Farahnak, A., 2008, Design of CO<sub>2</sub> Absorption Plant for Recovery of CO<sub>2</sub> From Flue Gases of Gas Turbine, Energy, Vol. 33, pp. 1311-1319.
3. Desideri, U. and Paolucci, A., 1999, Performance Modelling of a Carbon Dioxide Removal System for Power Plants, Energy Conversion and Management, Vol. 40, pp. 1899-1915.
4. United States Department of Energy's National Energy Technology Lab, ICEM, ver. 5.2.2.
5. Fukuda, M., Saito, E., Iwasaki, J., Igarashi, M., Izumi, S., Takano, S., Nakamura, N., and Takahashi, T., 2009, The Status of Advanced USC Technology Development in Japan, Int. Conference on Power Engineering, Kobe, Japan.
6. Farmer, R. (ed), 2009, Gas Turbine World 2009 Handbook.
7. Lars, E. Ö., 2007, Aspen HYSYS Simulation of

- CO<sub>2</sub> Removal by Amine Absorption From a Gas Based Power Plant, Proceedings, SIMS 2007, Göteborg, pp. 73-81.
8. Aspen Technology, HYSYS, Ver. 2006.
9. Yi, C. K., 2009, Advances of Carbon Capture Technology, KIC New, Vol. 12, No. 1, pp. 30-42.
10. Plaza, J. M., Wagener, D. V., and Rochelle, G. T., 2009, Modeling CO<sub>2</sub> Capture with Aqueous Monoethanolamine, Energy Procedia, Vol. 1, pp. 1171-1178.