

고효율 흡식 아민 CO₂ 흡수제(KoSol-4)를 적용한 Test bed 성능시험

이지현 · 광노상 · 이인영 · 장경룡 · 장세규 · 이경자 · 한광수* · 오동훈* · 심재구†

KEPCO 전력연구원 사업화기술개발실
305-760 대전광역시 유성구 문지로 65
*한국중부발전(주) 발전처
135-280 서울특별시 강남구 테헤란로 114길
(2013년 1월 17일 접수, 2013년 2월 20일 채택)

Test Bed Studies with Highly Efficient Amine CO₂ Solvent (KoSol-4)

Ji Hyun Lee, No-Sang Kwak, In Young Lee, Kyung Ryoung Jang, Se Gyu Jang, Kyung Ja Lee, Gwang Su Han*,
Dong-Hun Oh* and Jae-Goo Shim†

Technology Commercialization Office, KEPCO Research Institute, 65 Munji-ro, Yuseong-gu, Daejeon 305-760, Korea
*Korea Midland Power Company, Teheran-ro 114 gil, Gangnam-gu, Seoul 135-280, Korea
(Received 17 January 2013; accepted 20 February 2013)

요 약

KEPCO 전력연구원에서 개발한 고효율 흡식 아민 CO₂ 흡수제(KoSol-4)를 적용하여 Test bed 성능시험을 수행하였다. 국내에서는 처음으로 석탄화력발전소에서 발생하는 연소 배가스를 적용하여 하루 2톤의 CO₂를 처리할 수 있는 연소 후 CO₂ 포집기술의 성능을 확인하였으며 또한 국내에서는 유일하게 공정운전에 소요되는 재생에너지 소비량을 실험적으로 측정함으로써 KoSol-4 흡수제의 성능에 대한 신뢰성 있는 데이터를 제시하였다. 흡수제 순환량 및 재생탑 운전압력을 대상으로 한 변수 실험 결과 Test bed 연속운전은 안정적으로 수행되었고, 흡수탑에서의 CO₂ 제거율은 국제에너지기구 온실가스 프로그램(IEA-GHG)에서 제시하는 CO₂ 포집기술 성능평가 기준치(CO₂ 제거율: 90%)를 안정적으로 유지하였다. 또한 흡수제(KoSol-4)의 재생을 위한 스팀 사용량(재생에너지)은 3.0~3.2 GJ/tCO₂이 소비되는 것으로 산출되었는데 이는 기존 상용 흡수제(MEA, Monoethanolamine)의 재생에너지 수준(약 4.09 GJ/tCO₂, 본 연구) 대비 약 25% 이상 저감된 수치일 뿐만 아니라 우리나라에서 연구 중인 모든 CO₂ 포집기술을 통틀어 가장 우수한 성능이다. 본 연구를 통해 KEPCO 전력연구원에서 개발한 KoSol-4 흡수제 및 공정의 우수한 CO₂ 포집 성능을 확인할 수 있었을 뿐만 아니라, 향후 고효율 흡수제(KoSol-4)를 상용 CO₂ 포집플랜트에 적용할 경우 CO₂ 포집비용을 크게 낮출 수 있을 것으로 기대되었다.

Abstract – Test bed studies with highly efficient amine CO₂ solvent (KoSol-4) developed by KEPCO research institute were performed. For the first time in Korea, evaluation of post-combustion CO₂ capture technology to capture 2 ton CO₂/day from a slipstream of the flue gas from a coal-fired power station was performed. Also the analysis of solvent regeneration energy was conducted to suggest the reliable performance data of the KoSol-4 solvent. For this purpose, we have tested 5 campaigns changing the operating conditions of the solvent flow rate and the stripper pressure. The overall results of these campaigns showed that the CO₂ removal rate met the technical guideline (CO₂ removal rate: 90%) suggested by IEA-GHG and that the regeneration energy of the KoSol-4 showed about 3.0~3.2 GJ/tCO₂ which was, compared to that of the commercial solvent MEA (Monoethanolamine), about 25% reduction of regeneration energy. Based on these results, we could confirm the good performance of the KoSol-4 solvent and the CO₂ capture process developed by KEPCO research institute. And also it was expected that the cost of CO₂ avoided could be reduced drastically if the KoSol-4 is applied to the commercial scale CO₂ capture plant.

Key words: CO₂ Capture, Chemical Absorption, Solvent, Regeneration Energy, KoSol-4

1. 서 론

국내 석탄화력발전소는 2011년 기준 우리나라 전력생산량의 40.3%를 차지하는 주요 발전원이다[1] 동시에 대규모 온실가스 배

출원으로 지목되고 있어 이를 대상으로 한 연소 후 CO₂ 포집기술 개발이 활발히 진행 중에 있다. 지금까지 제시된 연소 후 CO₂ 포집 기술로는 아민 화합물 혹은 암모니아 계열의 액상 흡수제를 사용하는 방법, 유동층 하에서 고체흡수제를 이용하는 방법 그리고 분리막을 활용한 막분리법등이 포함된다[2]. 이러한 다양한 CO₂ 포집 방법 중 아민흡수제를 이용한 화학 흡수법은 발전 배가스와 같이

† To whom correspondence should be addressed.
E-mail: jgshim@kepri.re.kr

CO₂의 농도가 10~20% 수준의 저농도 가스 처리에 적합하며 상업적으로 이미 오랜 기간 활용되어 성능이 확인되었을 뿐만 아니라 기존 화력발전소에 적용이 용이하다는 장점이 있기 때문에 향후 화력발전소 적용에 있어 가장 적합한 기술로 평가되고 있다[3]. 그러나 화학흡수법은 다른 연소 후 CO₂ 포집기술과 마찬가지로 공정의 운영에 상당한 양의 에너지가 소비되며, 석탄화력발전소에 실제 적용될 경우 전체 발전효율이 약 10% 저하되는 것으로 발표되고 있다[4,5]. 이에 전 세계 많은 연구기관에서는 저에너지 소비형 고효율 CO₂ 흡수제 개발을 통해 기존 석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비 추가 시 발생하는 발전효율 저하를 최소화하고 CO₂ 포집공정의 경제성을 확보하고자 하는 노력을 진행하고 있다.

국내에서도 연소 후 CO₂ 포집기술과 관련하여 연구가 진행 중에 있는데 대부분 벤치 규모에서 모사 가스를 활용한 연구가 대부분이다[6,7]. 반면 KEPCO 전력연구원에서는 2010년 10월 국내에서는 최초로 석탄화력발전소의 배가스를 활용한 CO₂ 포집 Test 설비(처리용량 : 2 tonCO₂/day)를 구축함으로써 대규모 CO₂ 포집성능시험을 위한 기반을 구축하였고 또한 2008년 화력발전소의 배가스 처리를 위한 CO₂ 흡수제(KoSol-2)를 자체 개발하고 지속적인 성능 개선을 통해 2011년 KoSol-4까지 개발을 완료하였다.

이와 관련하여 본 논문에서는, KEPCO 전력연구원에서 개발한 고효율 CO₂ 흡수제(KoSol-4)를 상기 CO₂ 포집 Test bed에 적용하여 성능시험을 수행하고 주요 성능데이터(CO₂ 제거율 및 에너지 사용량 등)를 분석하였다. 특히 흡수제 순환량 및 재생탑 운전압력을 대상으로 한 총 5회의 변수운전을 실시하여 주요 운전조건 변화에 따른 재생에너지 및 CO₂ 제거율을 측정하고, 확보된 데이터에 근거하여 기존 상용흡수제(MEA, Monoethanolamine) 및 전 세계 주요 연구기관에서 제시하는 흡수제와의 성능 비교를 수행하였다.

2. 공정 개요

2-1. 적용 흡수제

본 연구의 Test bed 성능시험에는 KEPCO 전력연구원에서 개발한 습식 아민계열 CO₂ 흡수제(이하 KoSol-4)를 활용하였다. KoSol-4 흡수제는 이미 다양한 성능 평가를 통해 기존 상용흡수제(MEA) 대비 내구성(흡수제 내구성 및 부식도 포함)이 뛰어나고, 흡수제 재생을 위한 에너지 사용량이 낮은 것으로 보고된 바 있다[8].

2-2. Test bed 개요

KoSol-4 흡수제의 고유 물성치를 바탕으로 설계된 CO₂ 포집 Test bed (처리용량 : 2 tonCO₂/day)는 2010년 10월 보령화력에 준공된 이후 지금까지 고효율 CO₂ 흡수제 개발을 위한 테스트 설비로 활용되고 있다(Fig. 1).

공정은 탈황탑, CO₂ 흡수 및 재생탑으로 구성이 되며(Fig. 2) 재생탑의 재열기 운전을 위한 보조증기는 한국중부발전(주) 보령화력 본부 8호기 탈황설비용 보조증기(10 kg/cm²) 공급배관에서 인출하여 활용하였다. 실험 중에 배가스에 포함된 SO_x의 영향을 최소화하기 위하여 CO₂ 포집공정 전단에 Mg(OH)₂를 활용한 습식 탈황공정을 추가하여 배가스 중의 SO_x 농도에 따른 CO₂ 포집공정의 성능 변화를 파악할 수 있도록 설계하였다. 흡수탑 하단으로 투입이 된 배가스는 이후 상부에서 투입되는 흡수제와 반응을 하여 배가스 중의 CO₂는 흡수제와 화학반응을 하고, 흡수제와 반응을 하지 않는



Fig. 1. CO₂ Capture Test bed in Boryeong power station.

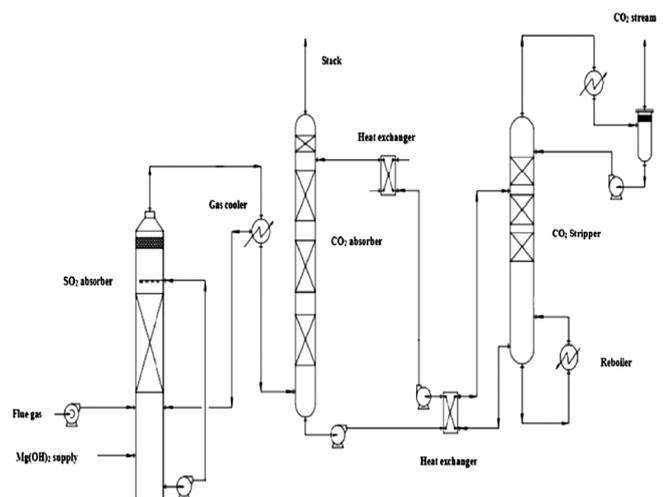


Fig. 2. Process flow diagram of CO₂ capture test bed.

가스는 흡수탑 상부로 배출이 된다. CO₂와 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.

열교환기를 통해 린 아민과 열 교환한 리치 아민은 이후 재생탑으로 투입이 된다. 재생탑에서는 화학적으로 결합되어 있는 CO₂와 흡수제가 열에너지에 의해 분리되어 고순도의 CO₂가 생성됨과 동시에 흡수제는 재생되어 다시 흡수탑으로 공급된다. 재생탑의 상부로 인입된 리치 아민은 탑 하부로 이동하면서 탈거탑 하부의 재열기에서 발생하는 열에너지에 의하여 CO₂가 탈거되고 흡수제는 재생된다. 탈거탑 상부로는 물 성분을 포함한 CO₂가 콘덴서로 이동되며 여기에서 대부분의 증기는 냉각되어 기체/액체 2상의 유체가 생성

Table 1. Design conditions of CO₂ capture test bed

	Unit	Figures
CO ₂ removal rate	%	> 90
Product CO ₂ purity	vol %	> 99 (dry basis)
Product CO ₂	tonCO ₂ /day	2.0
Flue gas source	-	Coal-fired boiler (Boryeong power station unit #8)
Flue gas flow rate	Sm ³ /h	350
Flue gas composition	-	
· H ₂ O	%	2
· CO ₂	%	15
· N ₂	%	79
· O ₂	%	3.9
· SO ₂	ppm	15

된 후 리플렉스 드럼으로 이송된다. 리플렉스 드럼에서는 CO₂와 응축수로 상 분리되며, 생성된 CO₂는 이후 용도에 따라 저장 또는 다른 유용한 고부가 화학물질로 전환이 가능하다.

다양한 운전조건 변화에 따른 흡수탑에서의 CO₂ 제거율 및 재생탑에서 배출되는 CO₂의 순도 분석을 위해 흡수/재생탑에는 가스 샘플링 포트를 구성하고 이를 외부에 설치된 가스 분석기(Model ULTRAMAT 23, Siemens)에 연결하여 실시간 분석이 가능하도록 하였다.

본 연구에서 활용된 CO₂ 포집 Test bed의 주요 설계데이터 및 배가스 조건을 Table 1에 제시하였다. CO₂ 포집 Test bed로 투입되는 배가스의 제반 조건(온도 및 조성등)은 보령화력 8호기 탈황설비 흡수탑 상부에서의 설계 조건이며, 흡수탑에서의 CO₂ 제거율은 국제 에너지기후 온실가스 프로그램(IEA-GHG)에서 제시하는 기준(CO₂ 포집기술 성능분석을 위한 제거율 기준 : 90%)에 근거하여 설정하였다[9].

2-3. 데이터 분석

2-3-1. 재생에너지 분석

CO₂ 포집공정에서 흡수제와 CO₂의 분리를 위해 재열기에 투입되는 스팀(혹은 재생에너지)은 전체 CO₂ 포집공정에 투입되는 에너지의 약 70% 이상을 차지하기 때문에[5], 전체 CO₂ 포집공정의 에너지 사용량을 결정짓는 가장 중요한 평가 항목이다.

흡수제의 재생에너지(H_{reboiler})는 흡수탑에서 포집된 CO₂의 양(W_{CO₂})과 재열기에 투입되는 에너지(Q_{reboiler})의 비로 계산되는데 다음의 식 (1)과 같다.

$$H_{reboiler} = Q_{reboiler} / W_{CO_2} \quad (1)$$

그리고 W_{CO₂}는 다음의 식 (2)~(3)에 의해 계산된다.

$$R_{CO_2} = \frac{(V_{gas,input} \times C_{CO_2,input} - V_{gas,output} \times C_{CO_2,output})}{V_{gas,input} \times C_{CO_2,input}} \quad (2)$$

$$W_{CO_2} = V_{gas,input} \times R_{CO_2} \times \rho_{CO_2} \quad (3)$$

여기서 R_{CO₂}는 흡수탑에서의 CO₂ 제거율, V_{gas,input}, V_{gas,output}은 각각 흡수탑 내 투입/배출되는 가스의 유량, C_{CO₂,input}, C_{CO₂,output}은 각각 흡수탑 내 투입/배출되는 배가스 내의 CO₂ 농도, ρ_{CO₂}는 배가스 내 CO₂의 질량농도를 나타낸다[10].

3. 결과 및 토론

앞서 제시된 흡수제(KoSol-4) 및 CO₂ 포집 Test bed를 바탕으로 현재 운용 중인 석탄화력발전소에서 배출되는 배가스를 활용한 연속운전을 실시하였으며 상세 운전조건 및 결과는 다음과 같다.

3-1. 운전조건

다양한 운전조건하에서의 CO₂ 포집 Test bed의 성능을 확인하고자 다음과 같이 변수운전을 수행하였다. 주요 운전 변수로는 CO₂ 포집공정에 가장 큰 영향을 미치는 것으로 예상되는 흡수제 순환량 및 재생탑 운전압력으로 선정하였고 모든 변수운전에서 기타 운전조건(배가스 유량, 배가스 투입온도 등)은 일정하게 유지하였다. (Table 2).

흡수제 순환량 및 재생탑 운전압력의 조건선정은 본 실험 이전에 수행된 상용 MEA 흡수제를 적용한 성능 시험운전조건 및 MEA와 대비한 KoSol-4 흡수제의 특성치(CO₂ 흡수속도 및 흡수량)를 반영하여 선정하였다. 또한 각 변수 실험의 운전시간은 실험 당 8시간을 운전하였으며, 조건 변화에 따른 공정의 안정화 시간을 고려하여 분석에 활용된 데이터는 초기 안정화 시간 5시간을 제외한 3시간을 대상으로 하였다.

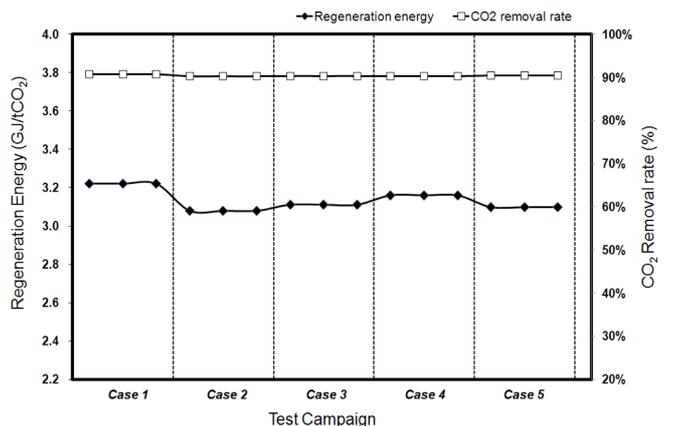


Fig. 3. Profile of CO₂ removal rate & regeneration energy during the operation.

Table 2. Operating conditions of test case

Conditions	Unit	Test Case				
		# 1	# 2	# 3	# 4	# 5
Flue gas flow rate	Sm ³ /h	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0
Flue gas temperature	°C	40	40	40	40	40
solvent flow rate	L/h	600	600	700	700	700
Stripper Operating pressure	kgf/cm ² g	0.3	0.5	0.3	0.4	0.5

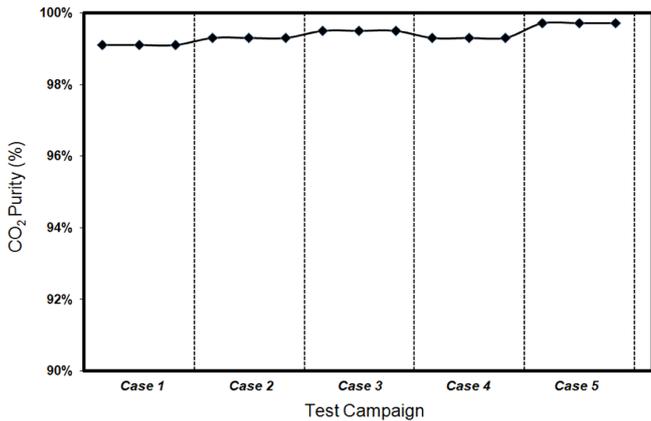


Fig. 4. Profile of CO₂ purity during the operation.

3-2. 연속운전 결과

Table 2에서 제시된 운전조건을 바탕으로 KoSol-4 흡수제를 적용한 연속운전(총 5 case)을 수행하였으며 그 결과는 다음과 같다.

3-2-1. 주요 성능 분석

총 5번의 변수운전을 통해서 얻어진 흡수탑에서의 CO₂ 제거율 및 재생에너지 소비량 결과는 Fig. 3과 같다. CO₂ 제거율은 전체 변수운전에 대하여 당초 설정한 90% 수준을 일정하게 유지하였다. 또한 재생탑의 재열기에 투입되는 스팀의 양과 흡수탑에서 포집되는 CO₂의 양을 통해 계산된 재생에너지는 3.0~3.2 GJ/tCO₂ 수준으로 분석되었다.

3-2-2. 재생탑 CO₂ 순도 분석

주요 성능데이터(CO₂ 제거율 및 재생에너지) 분석과 함께 재생탑에서 배출되는 CO₂의 순도를 재생탑에 설치된 가스 분석기(Model ULTRAMAT 23, Siemens)를 활용하여 분석하였으며 그 결과는 Fig. 4와 같다. 재생탑에서 배출되는 CO₂의 순도는 이후 압축 및 저장 공정에 많은 영향을 미치는 데이터로 배출되는 CO₂의 순도는 99% 이상(dry basis)을 얻는 것이 매우 중요하다고 할 수 있다(실제 상업적으로 사용되는 CO₂의 순도는 99% 이상임). 총 5번의

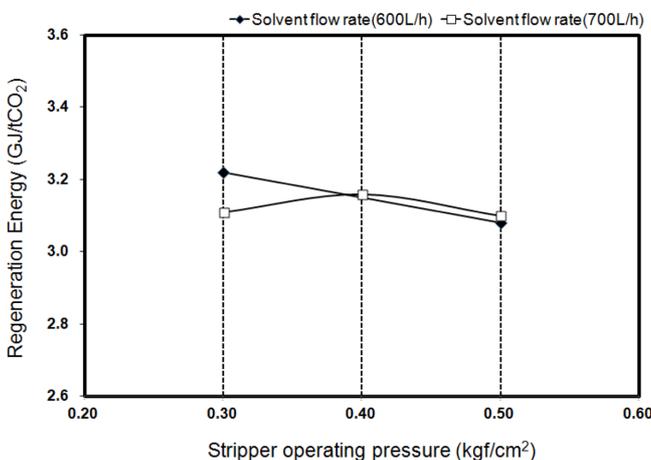


Fig. 5. Effects of stripper operating pressure and solvent flow rate on the regeneration energy.

Table 3. Comparison of regeneration energy

Solvent (Developer)	Regeneration energy (GJ/tCO ₂)	Reference
MEA	3.89	Mohammad <i>et al.</i> [11]
	4.09	Ji Hyun Lee <i>et al.</i> [5]
Econamine FG Plus (FLUOR, USA)	3.3	Satish <i>et al.</i> [12]
KS-1 (MHI, Japan)	3.1~3.4 (Typical process)	Takahiko <i>et al.</i> [13]
	2.7 (Process improvement)	Takahiko <i>et al.</i> [14]
HiCapt + (IFP, France)	3.1~3.3	Lemaire <i>et al.</i> [15]
KoSol-4 (KEPCO, Korea)	3.0~3.2	This study

변수운전에 대한 데이터 분석결과 재생탑에서 배출되는 CO₂의 순도는 모든 경우에서 평균 99% 이상임을 확인할 수 있었으며 이는 당초 설정된 설비 설계조건(99% 이상, dry basis)을 만족하는 수치이다.

3-2-3. 상관관계 분석

앞선 연속운전데이터를 바탕으로 case 별 운전조건 변화에 따른 재생에너지외의 상관관계를 분석하였으며 그 결과는 Fig. 5와 같다. 흡수제 순환량에 따라(600 L/h, 700 L/h) 재생탑의 운전압력을 변화한 결과(0.30, 0.40, 0.50 kgf/cm²) 재생탑의 운전압력이 증가하는 경우 재생에너지는 감소하는 경향을 보였으며, 특히 흡수제 순환량 600 L/h, 재생탑 운전 압력 0.50 kgf/cm²에서 재생에너지는 약 3.08 GJ/tCO₂의 결과를 얻었다.

3-2-4. 주요 흡수제와의 성능 비교

본 연구에서 성능이 확인된 KoSol-4 흡수제의 정량적인 성능 비교를 위해 국외 주요 연구기관에서 제시하는 흡수제 재생에너지 성능 데이터를 근거로 비교/정리하였다(Table 3). 분석결과 기존 상용 흡수제(MEA)와 비교하여 본 실험에서 적용된 KoSol-4 흡수제는 재생에너지가 약 25% 이상 저감된 것을 확인할 수 있으며, 현재 전 세계 주요 연구기관에서 개발 중인 흡수제의 성능과 비교하여도 동등이상의 수준임을 확인할 수 있다. 그러나 최근 MHI社(Mitsubishi Heavy Industry, Inc)에서 발표된 연구결과에 따르면 기존 CO₂ 포집공정의 다양한 공정 개선안 적용을 통해 자사의 KS-1 흡수제를 적용하여 최대 2.7 GJ/tCO₂ 까지 재생에너지를 낮춘 것으로 보고하고 있다. 한편 KEPCO 전력연구원에서 개발한 기술은 흡수제의 성능은 일본의 MHI社와 동등수준 이상이며, 추후 공정 개선을 통해 흡수제 재생에너지를 2.7 GJ/tCO₂ 이하로 낮출 수 있을 것으로 기대된다.

4. 결 론

KEPCO 전력연구원에서 개발한 고효율 습식 아민 CO₂ 흡수제(KoSol-4)를 적용하여 연소 후 CO₂ 포집 Test bed에서의 성능시험을 수행하였다. 국내에서는 최초로 석탄화력발전소에서 발생하는 연소 배가스의 일부를 분기하여 CO₂ 포집 Test bed에 투입함으로써 실 배가스에서의 CO₂ 포집 성능을 확인하였으며, 국내에서는 유일하게 재생에너지 소비량을 실험적으로 측정하여 CO₂ 제거율 90% 조건하에서 KoSol-4의 재생에너지는 3.0~3.2 GJ/tCO₂ 수준임을 확인하였다. 특히 흡수제 순환량 600 L/h, 재생탑 운전 압력 0.50 kgf/cm²에서 재생에너지는 약 3.08 GJ/tCO₂의 우수한 결과를

확보하였다. 본 테스트를 통해 확보된 성능데이터를 전 세계 주요 개발흡수제와 비교한 결과 재생에너지는 기존 상용흡수제(MEA)와 비교하여 약 25% 이상 저감되었으며, 현재 전 세계 주요 연구기관에서 개발 중인 흡수제의 성능과 비교하여도 동등이상의 수준임을 확인할 수 있었다. 그러나 MHI 社 등 일부 연구기관에서는 고효율 흡수제 개발과 함께 신 공정 개발을 통해 흡수제의 재생에너지를 낮추는 노력을 꾸준히 수행하고 있는 것으로 파악되어, 국내에서도 관련 연구에 대한 지속적인 노력이 필요할 것으로 판단된다.

감 사

본 연구는 2010년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지기술연구원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(No. 2010201020006A).

사용기호

$C_{CO_2, input}$: CO ₂ concentration in the gas entering an absorber [%]
$C_{CO_2, output}$: CO ₂ concentration in the gas entering an absorber [%]
$H_{reboiler}$: Regeneration energy [GJ/ton CO ₂]
$Q_{reboiler}$: Energy supplied from the reboiler [GJ]
R_{CO_2}	: CO ₂ removal rate [%]
$V_{gas, input}$: Volumetric flow rate of the flue gas entering an absorber [m ³ /h]
$V_{gas, output}$: Volumetric flow rate of the flue gas leaving from an absorber [m ³ /h]
W_{CO_2}	: mass flow rate of CO ₂ captured in the absorber [kg/h]
ρ_{CO_2}	: mass concentration of CO ₂ in the flue gas [kg/m ³]

참고문헌

1. KPX, Power System Performance Report 2011, 298 (2012).
2. Lee, J. H., Kwak, N.-S., Lee, I. Y., Jang, K. R. and Shim, J.-G., "Performance and Economic Analysis of Domestic Supercritical Coal-Fired Power Plant with Post-Combustion CO₂ capture Process," *Korean Chem. Eng. Res.(HWAHAK KONGHAK)*, **50**(2), 365-370(2012).
3. Rao, A. B. and Rubin, E. S., "A Technical, Economic and Environmental Assessment of Amine-based CO₂ 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. Lee, J. H., Kwak, N.-S., Lee, I. Y., Jang, K. R. and Shim, J.-G., "Performance Analysis of a 500 MWe Coal-fired Power Plant with a Post-combustion CO₂ Capture Process," *Proc. IMechE, Part E: J. Process Mechanical Engineering*, doi:10.1177/0954408912445855 (2012).
6. Kierzkowska-Pawlak, H. and Chacuk, A., "Numerical Simulation of CO₂ Absorption into Aqueous Methyl-diethanolamine Solutions," *Korean J. Chem. Eng.*, **29**(6), 707-715(2012).
7. Choi, W.-J., Lee, J.-S., Han, K.-H., and Min, B.-M., "Characteristics of CO₂ Absorption and Degradation of Aqueous Alkanolamine Solutions in CO₂ and CO₂-O₂ System," *Korean Chem. Eng. Res.(HWAHAK KONGHAK)*, **49**(2), 256-262(2011).
8. Lee, J. H., Kim, J.-H., Lee, I. Y., Jang, K. R. and Shim, J.-G., "Development of Amine Absorbents for Post-combustion Capture," 1st Post Combustion Capture Conference, May, Abu Dhabi (2011).
9. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, International Energy Agency (Ed.), Criteria for Technical and Economic Assessment of Plants with Low CO₂ Emissions, U.K., 25 (2009).
10. Lee, J. H., Kim, J.-H., Lee, I. Y., Jang, K. R. and Shim, J.-G., "Bench Scale Carbon Dioxide from the Flue Gas by Monoethanolamine," *J. Chem. Eng. Jpn.*, **43**, 720-726(2010).
11. Mohammad, R. A., Schneiders, L. H. J., Niederer, J. P. M., "CO₂ Capture from Power Plants Part I. a Parametric Study of the Technical Performance based on Monoethanolamine," *Int J Green Gas Cont.*, 37-46(2007).
12. Satish, R., Jeff, S., Stefano, F., Aliso, V., and Christopher, R., "Fluor's Econamine FG PlusSM Technology-An Enhanced Amine-Based CO₂ capture Process," Second National Conference on Carbon Sequestration, USA(2003).
13. Takahiko, E., Yoshinori, K., Hiromitsu, N., Tsuyoshi, O., Horoshi, T., and Ronald, M., "Current Status of MHI CO₂ Capture Plant Technology, Large Scale Demonstration Project and Road Map to Commercialization for Coal Fired Flue Gas Application," 10th Greenhouse Gas Control Technologies, September, Netherlands(2010).
14. Masako, L., Steven, H., Ronald, M., and Takahito, Y., "Mitsubishi Heavy Industries Latest Advancements in Post Combustion CO₂ Capture Technology for Coal Fired Power Plant," 9th Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration, May, USA (2010).
15. Lemaire, E. and Raynal, L. "IFP Novel Concepts for Post-combustion Carbon Capture," Capture and Geological Storage of CO₂-3rd International Symposium, November, France(2009).