

저온분리공정에 의한 석탄화력발전시스템의 이산화탄소 분리

박명호, 홍종철*, 김 철**

김영엔지니어링(주), *에너지기술연구소, **아주대학교 에너지학과

CO₂ removal of coal power plant by cryogenic separation process

Mounggho Park, *Jongchul Hong, **Chul Kim

Kimyoung Engineering, * KIER, **Dept. of Energy Studies Ajou University

1. 서 론

화석연료의 배기가스로부터 온실가스를 저감할 수 있는 기술은 아민 등의 용매를 사용하여 물리 및 화학적으로 제거하거나, 막분리 등을 통하여 분리하는 기술이 이미 상용화단계에 도달하고 있지만, 이러한 기술들은 이산화탄소의 분리를 위하여 많은 에너지를 필요로 하고, 시스템의 효율을 크게 저하시키는 단점들이 있는 것으로 나타나고 있다[1]. 본 연구에서는 발전시스템으로부터 이산화탄소를 분리할 수 있는 여러 개념들에 대한 시스템설계기술의 개발을 목적으로 수행되었다[2,3]. 첫 단계로서, 기존의 개념들에 대하여 보다 단순화되어 질 수 있는 이산화탄소를 고형화시켜 배기가스로부터 분리시키는 공정을 도입하는 경우에 대한 발전시스템의 성능분석을 수행하였다.

2. 공정개요

Fig. 1과 같이 삼중점(216.6K, 5.18bar)이하의 압력에서, 이산화탄소는 가스혼합물을 냉각시키는 경우에 거의 순수한 고체가 된다. 이러한 조건은 산업용 압축기와 냉동기를 사용하여 달성 가능하다. 따라서, 질소, 산소, H₂S 및 COS 등이 함유된 가스 혼합물로부터 중력에 의하여 이산화탄소를 분리하는 것이 가능하다.

Fig. 1에 의하면, 일반적인 배기가스 조건에서 이산화탄소는 기체로 존재하며, 220K, 7bar 이상의 조건에서는 액상이며, 온도가 보다 낮아지는 경우에 고체로서 존재하는 것을 알 수 있다. 현실적으로 압력이 거의 대기압과 유사한 배기가스를 가압하기 위해서는 추가적인 동력과 압축기가 필요해지는 반면에, 고체상태는 온도만을 낮추면 된다. 이러한 이산화탄소 제거공정을 Fig. 2에 나타내었다.

Fig. 2에서 연소가스는 열교환기들에 의하여 260K까지 냉각되어 함유된 수분을 응축시켜 제거한다. 이후에 압축기를 통하여 7bar로 압축되며, 일련의 열교환기들에 의하여 170K까지 냉각된다. 후냉각기(170K/5bar)에서 함유된 이산화탄소는 고체로 되어 하부로 배출된 후에, 용해기(melter)에서 액화된 후에 가압되어 액상으로 분리된다. 170K에서 분리된 이산화탄소가 제거된 배기가스는 일련의 열교환기들을 거치면서 냉열이 회수된 후에 팽창기를 통하여 동력을 생성시키고 대기로 배출된다. 열교환기들과 팽창기로부터 회수된 에너지는 공정을 구동하는데 사용되지만, 외부로부터 추가적인 냉동에너지와 동력이 투입되어야 한다.

본 연구에서는 이와 같은 공정이 국내에 다수 설치된 500MW급 대용량 석탄화력 플랜트에 부착되는 경우의 성능을 분석하였다[4].

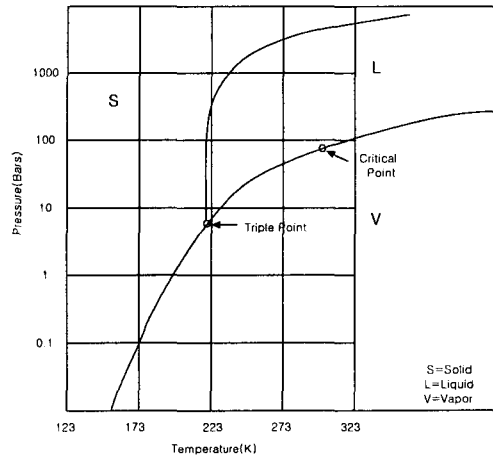


Figure 1. CO₂ phase diagram

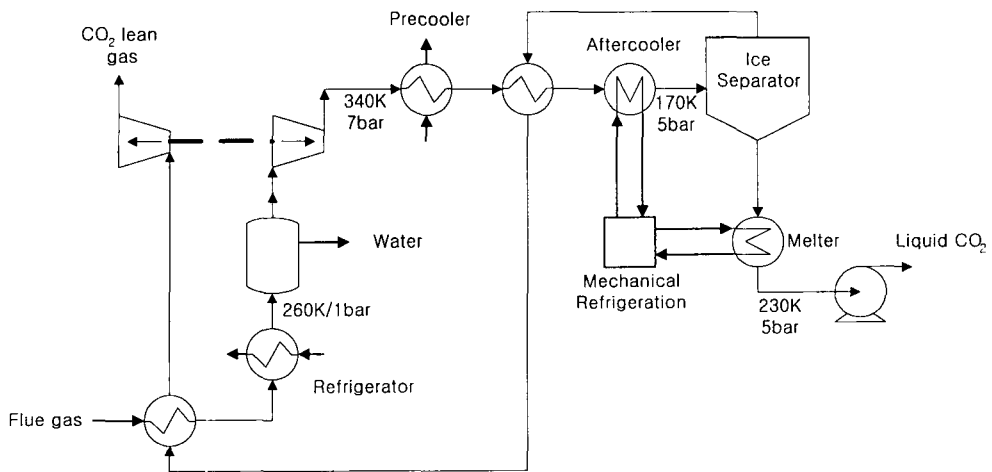


Figure 2. CO₂ recovery system

3. 공정분석

3.1. 이산화탄소 분리공정

ASPEN PLUS를 이용하여 Fig. 2에 주어진 공정에 대한 성능해석 모델을 개발하였다. 이산화탄소의 상변화(기-액-고)에 대한 정확한 물성치 중에서 본 연구에 필요한 고체 이산화탄소의 열용량과 비용 관계식과 자유에너지 및 엔탈피는 Table 2과 같다.

Table 1 Solid carbon dioxide physical property relationships

| |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Solid heat capacity(CPSP01), J/kmol-K $c_p^{os} = 10000.0 - 646.0637T + 4.600538T^2$ • Solid molar volume(VSPOLY), m³/kmole $v^{os} = -0.008137459 + 0.000334326T - 7.540627T^2$ • Solid enthalpy of formation at 25°C,(DHSFRM), J/kmole $h^{os} = -4.1153245E+8$ • Solid free energy of formation at 25°C, (DGSFRM), J/kmole $g^{os} = - 3.816102E+8$ |
|--|

이산화탄소 분리공정의 설계기준은 다음과 같이 설정하였다.

- 함유된 수분은 냉각분리이전에 냉동 및 건조에 의하여 제거
- 열교환기 핀치온도는 10K 이상
- 열교환기의 압력손실은 평균압력의 5%
- 분리된 이산화탄소는 110bar로 가압
- 정제가스는 팽창기에서 동력회수

개발된 모델의 검증을 위하여 Table 3와 같은 배기조건에서 압축기의 압력 변화에 따른 모델의 민감도분석을 수행하였다.

Table 2 Feed conditions for cryogenic process

| Mixture Composition | Wet | | Dry | |
|-------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | Mole(%) | Mass(%) | Mole(%) | Mass(%) |
| N ₂ | 75 | 71 | 82 | 75 |
| CO ₂ | 15 | 22 | 16 | 23 |
| H ₂ O, vapor | 8 | 5 | 0 | 0 |
| O ₂ | 2 | 2 | 2 | 2 |
| Total | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Flow rate(kg/sec) | 194.93 | | | |
| Temperature(K) | 423 | | | |

모델의 민감도분석 결과는 Fig. 3와 4에 각각 나타내었다. Fig. 3은 제거되는 이산화탄소 단위 질량당 소모동력을, Fig. 4는 압력 변화에 따른 제거율을 나타내었다. 결과에 의하면, 90% 이상의 이산화탄소를 제거하기 위하여 압력이 압축기에서 7bar 이상으로 가압 하여야 하며, 이 경우에 소모되는 동력은 약 0.58kWh/kg이상이 필요한 것으로 나타났다. 이는 아민을 이용한 공정에 비하여 약 0.1kWh/kg 정도 더 크지만, 운전유지비 및 초기 투자비 측면에서는 보다 유리할 것으로 판단된다. 또한, 각 기기의 운전온도 및 최적 열회수 등을 통하여 추가적인 감소가 가능할 것이다.

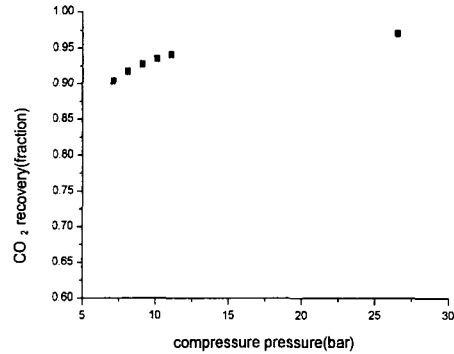
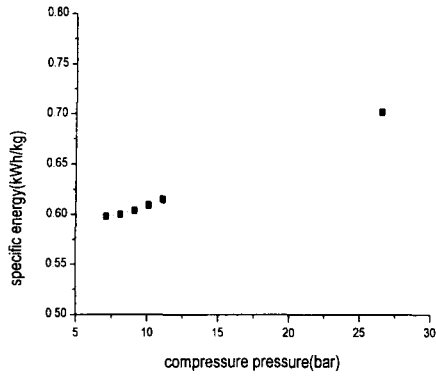


Figure 3 Specific energy consumption as a function of pressure Figure 4 CO₂ removal efficiency as a function of pressure

3.2 석탄화력 발전시스템 성능분석

대상 석탄화력 발전시스템의 성능분석 모델은 ASPEN PLUS를 이용하여 기존의 연구에서 개발된 증기터빈 분석모듈과 코드에 내장된 여러 단위조작 모델을 사용하여 수행하였다 [5]. 이 모델은 증기터빈 제작사의 자료를 바탕으로 기존의 코드로 정확하게 계산할 수 없었던, 증기터빈의 정확한 모사가 가능하다.

본 연구에서 개발한 성능분석 모델과 참고문헌의 결과비교는 Table 3에 나타내었다.

Table 3에 의하면, 시스템의 열성능 측면에서 전체적인 오차 범위가 1% 이내인 것으로 나타났다. 이로부터 본 연구에서 개발된 모델을 발전시스템의 성능분석에 사용 가능한 것으로 판단된다.

Table 3. Simulation results

| Parameters | Design data | Simulation | error(%) |
|--------------------------|-------------|------------|----------|
| Power output(MW) | | | |
| Turbine | 551.300 | 556.030 | +0.86 |
| Consumption | 43.500 | 43.500 | 0.00 |
| Extraction rates(kg/hr) | | | |
| Feed water heater 1 | 61,546 | 61,470 | -0.12 |
| Feed water heater 2 | 38,746 | 39,426 | +1.76 |
| Feed water heater 3 | 40,472 | 40,447 | -0.06 |
| Feed water heater 4 | 75,560 | 76,478 | +1.21 |
| Deaerator | 94,734 | 94,734 | 0.00 |
| Feed water heater 6 | 48,341 | 48,347 | +0.01 |
| Feed water heater 7 | 152,036 | 151,842 | -0.13 |
| Heat rate(kJ/kw-hr, Net) | 2,338 | 2,317 | -0.93 |
| Exergetic efficiency(%) | 39.8 | 40.1 | +1.00 |

3.3 통합시스템 성능분석

통합공정은 이산화탄소분리 공정 중간에 습식탈황시스템이 위치하는 관계로 독립된 설비로서의 이산화탄소분리 설비에 비하여 조건이 달라진다. 통합시스템의 배기가스조건은 Table 4와 같다.

Table 4 Feed conditions for integrated system

| Mixture Composition | Before FGD | After FGD |
|-------------------------|------------|-----------|
| | Mole(%) | Mole(%) |
| N ₂ | 77.5 | 77.1 |
| CO ₂ | 7.1 | 7.1 |
| H ₂ O, vapor | 6.3 | 7.0 |
| O ₂ | 6.7 | 6.6 |
| Total | 100 | 100 |
| Flow rate(kg/sec) | 561.14 | 561.14 |
| Temperature(K) | 428 | 315 |

Table 2에 비하여, 500MW급 표준 석탄화력 플랜트는 유량이 약 3배이며, 이산화탄소의 함량이 약 50%, 산소의 함량이 약 3배정도 많이 함유되어 있다. 따라서, 전체시스템의 소모 동력 또한 3배정도 증가하며, 이산화탄소의 분리를 위한 에너지 소모량도 크게 증가할 것이다. 이외에도, 배연탈황설비로 인하여 냉동설비로 유입되는 가스의 온도가 315K로 배연탈황 설비가 미 부착된 경우의 307K에 비하여 약 8K 정도 높아서, 냉동력도 크게 증가할 것이다. 후단의 팽창기를 통하여 일부 에너지가 회수된다 할지라도, 이 시스템은 전체적으로 에너지 소모량이 기준공정에 비하여 크게 증가할 것이다.

통합공정에 대한 성능해석 모델의 민감도분석 결과는 Fig. 5과 6에 나타내었다. 이에 따르면, 이산화탄소 제거효율이 90%에 도달하기 위하여 13bar 이상으로 압축하여야 함을 알 수 있다. 90%의 제거율을 달성하기 위하여 제거되는 이산화탄소 단위질량당 소모되는 에너지는 약 1.5kWh/kg-CO₂로서 기준공정에 비하여 3배정도 증가한 것으로 나타났다.

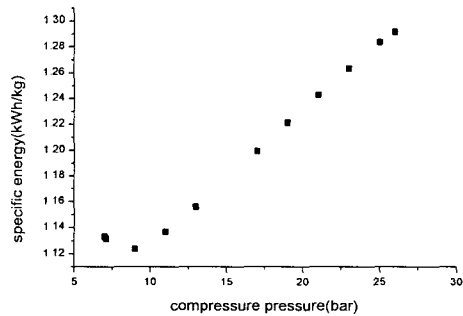
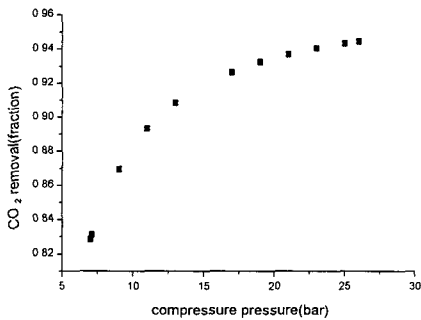


Figure 5 Specific energy consumption as a function of pressure Figure 6 CO₂ removal efficiency as a function of pressure

4. 결과 및 결론

고형화를 통하여 배기가스중에 함유된 이산화탄소의 제거를 수행할 수 있는 공정에 대한 개념을 도출하고, 500MW급 대용량 석탄화력 발전플랜트에 대하여 공정분석을 수행하였다. 기존 문헌에 제시된 배기가스 조건을 이용한 이산화탄소 제거공정 분석 결과, 상용화 기술이 개발된 아민 등을 이용한 흡수공정에 비하여 에너지소비량이 약 0.1kWh/kg-CO₂ 정도 높게 나타났다. 이는 아민 공정의 운전조건이 상압인데 비하여, 본 연구에서 제시한 공정은

5bar이상에서 운전되어야 하므로, 소모동력이 증가한데 따른 것이다. 하지만, 아민공정을 이용하면, 순수한 이산화탄소의 제거가 어렵기 때문에, 분리된 가스를 여타 용도에 이용하기 어려워지므로, 심해저에 폐기하는 등의 방법을 적용하여야만 한다. 본 연구에서 제거한 이산화탄소는 순도가 100%에 가까워, 추후에 이산화탄소를 이용하는 새로운 기술이 개발되는 경우에 적극 활용될 수 있을 것이다. 이외에도, 아민공정의 투자비는 대용량 석탄화력의 경우에 발전플랜트의 투자비와 거의 유사한 반면에, 고형화 제거공정은 절반 이하의 투자비가 필요할 것으로 추산된다.

통합공정 모사 결과, 90%의 제거효율을 달성하기 위하여, 13bar 이상으로 압축되어야 하며 소모동력도 1.15kWh/kg_CO₂정도로서 높게 나타났다. 이러한 동력소모량은 아민공정에 비하여 2.5~3배 정도 큰 것으로 현실적으로 적용하기에 어려울 것으로 예측된다. 통합공정의 소모동력이 높은 이유는 공정 중간에 배연탈황장치가 위치하는 관계로, 냉각을 위하여 보다 많은 에너지가 소모되기 때문이며, 배기가스중에 함유된 이산화탄소의 양이 3.1장에서 사용한 배기가스에 비하여 약 절반 정도이며, 산소의 양이 많기 때문이다.

이산화탄소를 제거공정에 투입되는 동력을 저감하기 위하여, 배연탈황장치를 이산화탄소 제거공정의 후단에 위치시키는 것이 타당할 것으로 생각된다. 또한, 배기가스중에 함유된 이산화탄소의 농도를 높이기 위하여, 보일러에 투입되는 공기의 양을 최소화하는 것이 필요할 것이다. 본 연구에서는, 고형화에 의한 공정구성의 타당성을 입증하였고, 공정의 소모동력과 이산화탄소의 제거효율을 최적화하기 위한 연구가 추가적으로 수행되는 경우에, 아민공정과 비슷한 정도의 동력이 소모될 것으로 생각된다.

본 연구에서 제시한 공정의 가장 큰 장점은 공정 구성이 단순하고, 공정구성을 위한 모든 기기들이 이미 현장에서 널리 사용되는 것들이기 때문에 투자비가 아민 등을 이용하는 공정에 비하여 크게 낮아질 것이다.

결론적으로, 고형화를 통한 이산화탄소 제거공정의 에너지소모를 최소화하고, 정밀한 경제성분석을 수행함으로써, 본 연구에서 제시한 공정이 온실가스를 제거할 수 있는 적절한 옵션으로 자리매김 할 수 있을 것으로 예측된다.

참고문헌

1. Hendriks, C.: "Carbon dioxide removal from coal-fired power plants" Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherland (1994).
2. Schusler, U., Kummel, R.: "Carbon dioxide removal from fossil fuel power plants by refrigeration under pressure" IECEC (1989)
3. Brockmeier, N. F., Wolsky, A. M. : "Cryogenic separation of CO₂ from the fluegas of conventional coal-fired power plants", ASPENWORLD '94 (1994)
4. Rubow, L. N., Goldstein, H. N. : "Clean coal reference plants: Pulverized coal boiler with flue gas desulfurization", Gilbert/Commonwealth report No. 3008 (1994)
5. Park, M. H., Kim, J. J., Chen, Y., Kim, C. : "Exergy analysis of large coal fired power plant by ASPEN PLUS", submitted to KICHE (1998)