

## 국내 전력 발전 및 산업 부문에서 탄소 포집 및 저장(CCS) 기술을 이용한 이산화탄소 배출 저감

위정호<sup>†</sup>\* · 김정인\*\* · 송인승\*\*\* · 송보윤\*\*\*\* · 최경식\*\*\*\*

\*가톨릭대학교 환경공학과 · \*\*중앙대학교 산업경제학과 · \*\*\*(주)CDM4U · \*\*\*\*환경관리공단 지구환경처

(2008년 4월 1일 접수, 2008년 5월 27일 채택)

## Reduction of Carbon-Dioxide Emission Applying Carbon Capture and Storage(CCS) Technology to Power Generation and Industry Sectors in Korea

Jung-Ho Wee<sup>†</sup>\* · Jeong-In Kim\*\* · In-Sung Song\*\*\* · Bo-Yun Song\*\*\*\* · Kyoung-Sik Choi\*\*\*\*

\*Department of Environmental Engineering, The Catholic University of Korea

\*\*Department of Industrial Economics, Chung Ang University · \*\*\*CDM4U

\*\*\*\*Department of Global Environment, Environmental Management Corporation

**ABSTRACT** : In 2004, total emissions of Greenhouse Gases(GHGs) in Korea was estimated to be about 590 million metric tons, which is the world's 10th largest emissions. Considering the much amount of nation's GHG emissions and growing nation's position in the world, GHG emissions in Korea should be reduced in near future. The CO<sub>2</sub> emissions from two sub-sections of energy sector in Korea, such as thermal power plant and industry section(including manufacturing and construction industries), was about 300 million metric tons in 2004 and this is 53.3% of total GHG emissions in Korea. So, the mitigation of CO<sub>2</sub> emissions in these two section is more important and more effective to reduce the nation's total GHGs than any other fields. In addition, these two section have high potential to qualitatively and effectively apply the CCS(Carbon Capture and Storage) technologies due to the nature of their process. There are several CCS technologies applied to these two section. In short term, the chemical absorption technology using amine as a absorbent could be the most effectively used. In middle or long term, pre-combustion technology equipped with ATR(Autothermal reforming), or MSR-H<sub>2</sub>(Methane steam reformer with hydrogen separation membrane reactor) unit and oxyfuel combustion such as SOFC+GT(Solid oxide fuel cell-Gas turbine) process would be the promising technologies to reduce the CO<sub>2</sub> emissions in two areas. It is expected that these advanced CCS technologies can reduce the CO<sub>2</sub> avoidance cost to \$US 8.5-43.5/tCO<sub>2</sub>. Using the CCS technologies, if the CO<sub>2</sub> emissions from two sub-sections of energy sector could be reduced to even 10% of total emissions, the amount of 30 million metric tons of CO<sub>2</sub> could be mitigated.

**Key Words** : Carbon Dioxide, Capture, Storage, Pre-combustion, Oxyfuel Combustion

**요약** : 2004년 기준, 온실가스(GHG; Greenhouse Gas) 총 배출량 약 5억9,060만톤(t)CO<sub>2</sub>로 배출량 세계 10위권인 우리나라는 국제 환경의 변화를 볼 때 향후 반드시 GHG를 감축해야한다. 2004년 국내 에너지 부문 중, 전력 발전 및 산업 부문에서 배출된 이산화탄소(CO<sub>2</sub>)량은 총 2억9,685만t으로 우리나라 GHG 전체 발생량의 53.3%를 차지하여 이 두 분야에서 CO<sub>2</sub> 배출을 감축시키는 것이 가장 시급하고 중요한 문제이다. 또한 이 두 분야는 산업의 특성상 CCS(Carbon Capture and Storage) 기술을 적용하여 효율적으로 CO<sub>2</sub>를 저감할 수 있는 가장 잠재력이 높은 분야이다. 두 분야에서 효율적으로 적용될 수 있는 CCS 기술로 단기적으로는 amine을 이용한 화학흡수법이, 중, 장기적으로는 ATR(Autothermal reforming), 또는 MSR-H<sub>2</sub>(Methane steam reformer with hydrogen separation membrane reactor)가 장착된 연소 전 기술과, SOFC+GT(Solid oxide fuel cell-Gas turbine) 같은 순산소 연소 기술이 가장 유리 할 것으로 예상된다. 이와 같은 최신 연소 전 및 순산소 연소 기술을 이용하면 향후 CO<sub>2</sub> 포집 비용을 \$US 8.5-43.5/tCO<sub>2</sub>로 줄일 수 있으며 이를 이용하여 전력 발전 및 산업 부문에서 발생하는 CO<sub>2</sub>의 10%만을 감축하더라도 약 3,000만t의 CO<sub>2</sub>를 저감할 수 있겠다.

**주제어** : 이산화탄소, 포집, 저장, 연소 전 기술, 순산소 연소

### 1. 서론

2007년 5월 발표된 유엔정부간 기후변화위원회(IPCC;

Intergovernmental Panel on Climate Change) 제4차 보고서에 따르면 온실가스(GHG; Greenhouse Gas)를 줄이기 위한 아무런 추가 조치 없이 현재와 같은 추세로 GHG가 대기 배출 된다면 2030년에는 2000년에 비해 GHG가 최대 90%까지 증가하고 이로 인한 지구 평균 온도는 지금보다 3.2~4.0℃ 가량 더 상승하면서 지구상 생물 가운데

<sup>†</sup> Corresponding author

E-mail: jhwee@catholic.ac.kr

Tel: 02-2164-4866

Fax: 02-2164-4765

40% 이상이 멸종되고 해수면이 상승해 중국, 베트남 등이 침수되며 또한 2020년경에는 최대 17억 명이 물 부족에 직면하는 등, 인류가 심각한 생존위협에 처할 것이라 하고 있다.

따라서 현재 전 세계는 기후 변화로 초래될 수 있는 지구적 재난을 막기 위해 GHG 배출을 감소시키기 위한 다양한 노력들을 기울이고 있다. 1972년 로마클럽의 “성장의 한계(The Limits to Growth)”라는 보고서를 시작으로 2007년 12월에 열린 유엔 기후변화 협약(UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change) 당사국 13차 총회에 이르기까지 국제적인 협력과 연구를 진행하고 있고 이미 2008년 1월부터 교토의정서 제1차 의무감축기간이 시작되어 37개 GHG 감축 이행 당사국들은 감축을 시작하여 2012년 까지 1990년 수준 대비 평균 5.2%까지 GHG 배출량을 감축하여야 한다. 또한 주요 선진국들은 GHG 저감을 위한 구체적인 로드맵을 발표하고 있고 최근 열린 다보스포럼(‘07.2), UN 안보리회의(‘07.4), G8 정상회의(‘07.6), APEC 정상회담(‘07.10) 등의 국제회의에서도 기후변화가 핵심의제로 부상하여 국제적인 논의가 가속화되고 있다.

우리나라의 경우 2004년 기준, GHG의 연간 총 배출량은 약 5억9,060만톤(t)CO<sub>2</sub>로 이는 이탈리아와 비슷한 수준이며 배출량 세계 10위권이다. 또한 1990년부터 2004년까지 평균 배출 증가율은 약, 연 100%로 이 값은 중국이나 인도보다도 높은 값이며 특히 같은 기간 일인당 배출량 증가율은 82.4%로 전 세계 평균 증가율 5.7% 및 OECD가 평균 증가율 4.5% 비해 대단히 높은 양이다.

그럼에도 불구하고 우리나라는 개발도상국이란 명목으로 현재 교토의정서의 1차 의무감축국에 포함되지 않지만 앞서 언급한 우리나라의 GHG 배출량과 높아지는 국가위상, UN에서의 입지 그리고 발리 로드맵에 따라 GHG 배출 감소에 대한 부담감과 책임감이 한층 강화되고 있다. 지난해 UNFCCC 총회에서 채택된 발리 로드맵 내용에 따르면 모든 선진국과 개도국, 즉 우리나라를 포함한, 미국, 중국, 인도, 브라질, 등 아직 GHG 감축 의무국이 아닌 국가들도 2009년 까지 GHG 감축 목표 설정과 행동 의지를 보여야 하며 따라서 각국은 자국 실정에 맞는 GHG 감축 조치를 취하면서 정량적으로 가능한 목표의 설정과 함께 측정, 보고, 검증이 가능한 GHG 감축 방법을 동원하도록 규정하고 있다. 이와 같이 빠르게 변화하는 국제 환경은 GHG 감축에 관한 당위성과 필연성에 대한 부담감을 증대시키고 있어 우리나라도 GHG 배출 감축에 관해 더욱더 큰 부담과 책임을 갖게 되었다. 하지만 이와 같은 이유가 아니라도 GHG를 감축함으로써 지구 재난을 방지하려는 전 인류의 대의적 관점에서도 우리나라도 반드시 GHG 배출량을 감축해야 하며 이는 필연적인 과제라 할 수 있다.

따라서 우리나라도 GHG 감축을 위한 노력에 적극 동참해야 하며 국내 GHG 배출량을 줄이는 다양한 연구가 진행되어야 한다. 특히 GHG의 대부분을 차지하는 이산화탄

소(CO<sub>2</sub>) 배출을 저감시킬 수 있는 기술을 획기적으로 연구, 개발하여 향후 진행될 새로운 기후협약에도 적극 대응하여야 한다.

CO<sub>2</sub> 배출 감축 및 저감 기술로는 에너지 절약, 고효율 에너지 이용 기술, 신에너지 및 청정에너지와 같은 비화석 연료 사용, 재생에너지 및 화석연료간의 전환 기술, CO<sub>2</sub> 포집 및 저장 기술(CCS; Carbon Capture and Storage(or Sequestration)), 산림 흡수원 등 생태 또는 생물학적 처리 기술 등이 있다. 이 중 CCS 기술은 연료를 연소 또는 처리하는 과정에서 발생하는 CO<sub>2</sub>를 대기 중에 방출하지 않고 포집, 회수 하여 저장 또는 격리하는 기술로 현재 CO<sub>2</sub> 감축 및 저감 기술 중, 가장 유효하고 효율적인 기술로 알려져 있고 따라서 많은 선진국들은 이미 CCS 기술 개발에 많은 투자와 연구를 집중하고 있다. 현재 우리나라에서는 정부산하 국가에너지위원회를 중심으로 ‘기후변화대응 신 국가전략’ 등을 수립하여 에너지절약, CCS 기술 등의 GHG 처리 기술, 신재생에너지 및 원자력 기술 등을 이용하는 저탄소에너지 사용 기술 개발에 지속적인 투자를 확대하는 등 많은 노력을 기울이고 있으나 CCS 기술은 상대적으로 선진국에 비해 기술 수준이 낙후되어 있어 이에 대한 기술 개발과 적용 연구가 매우 시급하다.

따라서 이러한 관점에서 본 논문은 현재 전 세계적으로 연구, 개발 중 이거나 향후 개발될 여러 가지 CCS 기술 중 CO<sub>2</sub> 포집 기술에 대해 상세히 설명하고 기술의 필요성을 언급하였다. 또한 이를 바탕으로 산업의 특성상 CCS 기술 적용이 용이하고 또한 국내 총 GHG 배출량의 53.3%를 차지하고 있는 에너지 부문 중, 전력 발전(Power generation) 및 산업 부분에서 배출되는 CO<sub>2</sub>를 포집, 회수하기 위해 적용 가능한 여러 가지 CCS 기술을 평가하고 그 경제성을 단기, 중기, 장기적 측면에서 분석, 고찰 하여 국내 CO<sub>2</sub> 감축 및 저감에 기술 개발에 기여하고 국내 관련 연구에 도움이 되고자 하였다.

## 2. 국내 GHG 배출 현황

### 2.1. 총 GHG 배출량

1990년도부터 2004년 사이 우리나라의 GHG 연간 총배출량을 Table 1에 표시하였다.

**Table 1.** Total GHG emissions and a share of sectors in Korea(1990~2004)

(Unit: Million metric tons carbon dioxide equivalent; mil. tCO<sub>2e</sub>)

| Sector           | 1990  | 1995  | 2000  | 2002  | 2003  | 2004  |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Energy           | 247.7 | 372.1 | 438.5 | 473   | 481.4 | 490.2 |
| Industry process | 19.9  | 47.1  | 58.3  | 64.5  | 69.7  | 69.4  |
| Agriculture      | 17.5  | 17.8  | 16.2  | 15.8  | 15.5  | 15.9  |
| Waste            | 25.5  | 15.7  | 15.6  | 16    | 15.6  | 15.1  |
| Land & Forestry  | -23.7 | -21.2 | -37.2 | -33.4 | -33.7 | -33.3 |
| Total emissions  | 310.6 | 452.7 | 528.6 | 569.3 | 582.3 | 590.6 |
| Net emissions    | 286.8 | 431.5 | 491.4 | 535.9 | 548.6 | 557.3 |

Referred to “Mistry of Knowledge Economy”

2004년도 기준 GHG 총 배출량은 약 5억9,060만(tCO<sub>2</sub>기준)으로, 2003년도 대비 1.4% 증가하여 그 증가율이 전년보다 0.9% 감소함으로써 과거에 비해 총 배출량 증가 속도가 감소하고 있다. 하지만 1990년부터 2004년까지 평균 배출 증가 속도는 약 100%로 이는 20%인 일본, 19.8%인 미국 -4.1%인 영국 등을 크게 앞서는 최고의 배출 증가율이다. 또한 같은 기간 우리나라의 1인당 CO<sub>2</sub> 배출량 증가율은 82.4%로 중국과 함께 세계 최고 수준이고, 일본(11.1%) 호주(16%) 등과는 큰 차이가 있으며 인도(47.5%)보다도 월등히 높은 수치이다. 절대 배출량에 있어서도 세계 배출량의 1.7%를 차지하여 세계 10위권으로 알려지고 있다.

각 부문별 배출 변화 추세를 보면, 에너지 부문은 1990년도부터 2002년도 사이에 국내 산업 발전으로 인해 GHG 배출량이 약 2배 증가하였고 2002년 이후에 증가 속도는 에너지 이용 합리화 등으로 어느 정도 안정화를 보이고 있으나 2004년도에는 석탄화력 발전설비 증설 등에 따른 CO<sub>2</sub> 배출 증가로 전년 대비 0.3% 증가하였다.

반면 산업공정 부문의 배출량과 조성 비율은 1990년도부터 2003년까지 국내 산업 발전으로 인해 꾸준히 증가하고 있으나 2004년도에는 2003년도에 비해 0.2% 감소하였다. 또한 농업과 폐기물 부문의 GHG 배출량은 꾸준히 감소하여 2004년도에는 각각 2.7%와 2.6%를 차지하고 있다.

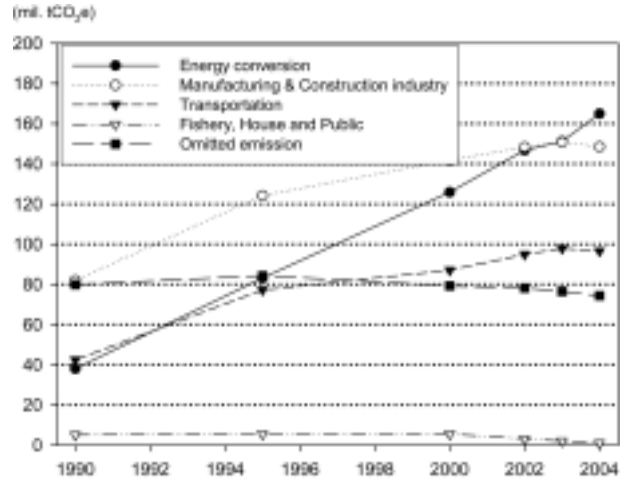
결국 우리나라의 2004년도 GHG 배출량은, 에너지 부문에서 전체의 83%, 산업공정 부분에서는 11.8%로 두 부문이 차지하는 전체 비율은 94.8%로 두 부문의 배출량이 총 GHG 배출량의 대부분을 차지하고 있다. 따라서 이러한 두 부문에서 GHG 발생 저감을 위한 집중적인 연구와 투자가 이루어져야 한다.

## 2.2. 에너지 부문에서 GHG 배출

### 2.2.1. GHG 배출량 및 추세

에너지 부문은 다시 5가지로 세분화 되어 전력 발전 부문을 포함하는 에너지전환 부분, 제조업 및 건설업 등과 같은 산업 부분, 수송 부분, 가정/공공 기타 부분 그리고 석탄생산 및 석유, 천연가스 부분 등에서 배출된 탈루성 CH<sub>4</sub> 부분 등으로 나뉘는데 1990년도부터 2004년 사이 5가지 세부 부문에서 발생한 GHG 배출량을 Fig. 1에 정리하였다.

에너지전환 부문에서 GHG 배출량은 1990년 이후 현재까지 연 평균 900만t 속도로 꾸준히 증가하고 있어 국내 전력 생산량 및 소비량이 계속적으로 증가되고 있다. 산업 부문에서 사용된 에너지로 인해 발생한 GHG량도 1990년부터 2003년 사이 철강, 시멘트 및 화학 공장 설비 증설과 활발한 건설 산업으로 인해 연 평균 약 530만t 증가하였으나 2003년 총 배출량 1억5,020만t을 정점으로 2004년도에는 소량 감소함으로써 제조업에서 발생하는 GHG량은 2003년을 기준으로 어느 정도 안정화 되어가고 있음을 알 수



Referred to "Mistry of Knowledge Economy"

Fig. 1. GHG emissions by sub-sections of energy sector in Korea(1990~2004).

있다. 결국 2004년도 두 부문에서 발생한 GHG 배출량은 에너지전환 부문에서 1억6,500만t(34%), 산업 부문에서의 배출량이 1억4,850만t(31%)으로 에너지 부문 GHG 전체량의 65%를 차지하고 있어 이 두 부문에서 GHG를 가장 우선적으로 감축해야 한다.

### 2.2.2. CO<sub>2</sub> 배출량

2004년도 국내에서 발생한 총 CO<sub>2</sub> 순배출량은 4억8,460만t으로 보고되고 있고 이는 국내 총 GHG 순배출량의 87%에 해당되는 값으로 각 부문에서 발생하는 CO<sub>2</sub>배출량을 Table 2에 정리 하였다.

이 중 에너지 부문이 차지하는 CO<sub>2</sub> 발생량은 4억8,250만t으로 이 값은 2004년도에 발생한 국내 GHG 총 배출량의 82.7%, 그리고 CO<sub>2</sub> 총 발생량에 93.2%에 해당 되는 값으로 국내에서 발생하는 CO<sub>2</sub>의 대부분을 차지하고 있다.

에너지 부문의 5가지 세부 부문에서 발생한 CO<sub>2</sub>량을 Table 3에 표시하였고 발전 부문이 속해 있는 에너지전환 부문에서 CO<sub>2</sub> 발생량은 1억6,470만t으로 전체 에너지 부문에서 발생하는 총 CO<sub>2</sub>의 발생량에 약 34.1%에 해당되며

Table 2. Total CO<sub>2</sub> emissions and a share of sectors in 2004

| Sector   | Energy | Industry process | Agriculture | Land & Forestry | Waste | Net emissions (Total emissions) |
|--|--------|------------------|-------------|-----------------|-------|---------------------------------|
| CO <sub>2</sub> emissions (mil. tCO <sub>2</sub> )       | 482.5  | 30.3             | 0           | -33.3           | 5.1   | 484.6                           |
| Percentage(%) (based on total CO <sub>2</sub> emissions) | 93.2   | 5.9              | 0           | 0               | 0.9   | 100(517.9)                      |
| Percentage(%) based on total GHG emissions               | 82.7   | 5.1              | 0           | 0               | 0.9   | 88.7(590.6)                     |

Referred to "Mistry of Knowledge Economy"

**Table 3.** CO<sub>2</sub> emissions from sub-sections of energy sector in 2004

| Sub-sections                                       | Energy conversion | Industries(manufacturing & construction | Transportation | Mining, agriculture, fishery, house and Public | Total emissions |
|--|-------------------|---|----------------|--|-----------------|
| CO <sub>2</sub> emissions (mil. tCO <sub>2</sub> ) | 164.7             | 147.8                                   | 96.1           | 73.9   | 482.5           |
| Percentage(%)                                      | 34.1              | 30.6                                    | 20             | 15.3   | 100             |

Referred to "Mistry of Knowledge Economy"

**Table 4.** CO<sub>2</sub> emissions from power generation and a share of power sources in Korea(2004)

| Power sources   | Water | Coal    | Petroleum | LNG    | Nuclear | Etc.  | Total   |
|---|-------|---------|-----------|--------|---------|-------|---------|
| Power generated(mil, kWh)                                       | 5,744 | 127,158 | 18,517    | 55,999 | 130,715 | 4,016 | 342,148 |
| Percentage <sup>a</sup> (%)                                     | (1.7) | (37.2)  | (5.4)     | (16.4) | (38.2)  | (1.2) | (100)   |
| CO <sub>2</sub> emissions per power source <sup>b</sup> (g/kWh) | -     | 860     | 689       | 460    | 9       | -     | -       |
| Total CO <sub>2</sub> emissions(mil. tCO <sub>2</sub> )         | -     | 109.36  | 12.76     | 25.76  | 1.18    | -     | 149.05  |
| CO <sub>2</sub> emission percentage(%)                          | -     | 73.4    | 8.6       | 17.3   | 0.8     | -     | 100     |

<sup>a</sup>; Referred to "Mistry of Knowledge Economy"

<sup>b</sup>; Referred to "Korea Electric Power Corporation"

산업 부문에서 발생한 CO<sub>2</sub>량도 그와 비슷한 약 1억4,780 만t으로 알려져 있다.

2.2.3. 전력 발전 부분에서 CO<sub>2</sub> 배출량

에너지전환 부분의 CO<sub>2</sub> 발생량 중, 전력 생산 부문, 즉 발전소에서 발생한 CO<sub>2</sub>량을 추산하기 위해 2004년도 국내 총 전력 생산량 및 각 에너지원(연료)에 따른 발전량 비율, 그리고 각 연료 연소 시 발생하는 평균 CO<sub>2</sub>량 등의 자료를 이용하였고 이에 대한 결과를 Table 4에 표시하였다.

전력 발전 부분에서 배출되는 총 CO<sub>2</sub> 발생량은 약 1억 4,905만t으로 계산되었으며 이는 에너지전환 부분에서 배출되는 CO<sub>2</sub> 발생량의 90%, 국내 총 GHG 배출량의 25%, 및 CO<sub>2</sub> 배출량의 약 31%에 해당되는 양으로 단일 부분에서는 가장 높은 값이다. 여기서, 석탄을 이용하는 발전소에서 발생하는 CO<sub>2</sub>량은 약 1억936만t으로 이는 발전 부분에서 발생하는 CO<sub>2</sub> 발생량의 73%를 차지하고 있어 석탄을 이용하는 화력발전소에서 CO<sub>2</sub> 제거가 가장 우선되어야 함을 알 수 있다.

2.2.4. 산업 부문(산업 공정 포함) 에서 CO<sub>2</sub> 배출량

다량 CO<sub>2</sub> 방출 3대 산업인 철강, 시멘트, 석유화학산업에서 2004년도에 발생한 CO<sub>2</sub>량을 Table 5에 표시하였다.

**Table 5.** CO<sub>2</sub> emissions from sub-sections of Industry sector (including emission from process) in 2004

| Sub-section of Industry sector                     | Steel | Cement | Petroleum and chemicals | Total emissions |
|--|-------|--------|-------------------------|-----------------|
| CO <sub>2</sub> emissions (mil. tCO <sub>2</sub> ) | 67    | 39     | 23                      | 177.8           |
| Percentage(%)                                      | 37.7  | 21.9   | 12.9                    | -               |

Referred to "Mistry of Knowledge Economy"

**Table 6.** CO<sub>2</sub> emissions from industry process and its share in 2004

| Industry process                                   | Mining | Chemistry | Metal | Total emissions |
|--|--------|-----------|-------|-----------------|
| CO <sub>2</sub> emissions (mil. tCO <sub>2</sub> ) | 29.81  | 0.35      | 0.17  | 30.33           |

Referred to "Mistry of Knowledge Economy"

지식경제부에서 발표한 이 값은 각 산업에서 필요한 에너지를 얻기 위한 연료 연소 후 배출된 CO<sub>2</sub>와 산업공정 중에 배출되는 CO<sub>2</sub>량을 합한 값이며 총배출량 1억7,780만은 산업공정에서 발생하는 CO<sub>2</sub>량(Table 6)과 에너지 부문의 산업 부문에서 발생하는 CO<sub>2</sub> 배출 값(Table 3)을 합한 값이다.

Table 6에서 금속공정과 화학 산업공정 중에 발생하는 CO<sub>2</sub>량은 각각, 17만과 35만으로 에너지 소비로 발생하는 CO<sub>2</sub>량에 비해 무시할 수 있다. 그러나 시멘트 산업공정에서 발생하는 CO<sub>2</sub>량은 상당한 양으로 알려져 있다.

2.3. 에너지 부문에서의 CO<sub>2</sub> 저감의 중요성 및 효과

앞서 언급한 바와 같이 에너지 부문 중, 전력 발전 부분과 산업 부문에서 발생하는 CO<sub>2</sub> 배출량은 총 2억9,685만으로 우리나라 GHG 전체 발생량에 53.3%에 해당되는 막대한 양이다. 따라서 이 두 부분에서 발생하는 CO<sub>2</sub>를 감소시키는 것이 우리나라 GHG 저감에 있어 가장 중요하고 효율적이며 매우 시급한 문제로 이는 두 부분의 산업적 특성상 CCS 기술을 이용하는 것이 가장 효과적이다.

특히 전력 발전 부분은 다양한 CCS 기술을 통해 CO<sub>2</sub> 배출을 획기적으로 감소시킬 수 있는 가장 잠재력이 높은 부분으로 이 부분에서의 대규모 CO<sub>2</sub> 저감 노력이 국내 GHG를 줄이는데 있어 가장 큰 효과를 발휘 할 수 있다. 예를 들어 석탄 발전 부분에 CCS 기술을 적용하여 CO<sub>2</sub> 배출량

의 10%만을 절감해도 이 양은 1,000만t에 달한다. 이와 더불어 전력 생산 부분에서는 연료의 선택과 이에 맞는 최적의 발전 공정을 연구, 개발하여 채택함으로써 CO<sub>2</sub> 배출을 감축할 수도 있다. 다시 말해 화력발전 부문에서 발생하는 CO<sub>2</sub> 저감을 위해서는 상대적으로 CO<sub>2</sub>의 발생량이 많은 석탄 발전을 줄이고 가스 발전량을 증가시키는 노력이 필요하며 또한 발전 효율을 높이고 CO<sub>2</sub> 배출을 저감시킬 수 있는 ①미분탄 석탄발전인 PC(Pulverized coal), ②석탄 가스화 복합발전인 IGCC(Integrated gasification combined cycle), ③천연가스 복합발전인 NGCC(Natural gas combined cycle) 등의 최신 공정을 개발하는 동시에 CCS 기술을 도입하여 CO<sub>2</sub>를 줄이는 연구가 중, 장기적으로 집중 연구 개발되어야 한다.

산업 부문에서도 마찬가지로 가장 효율적인 CO<sub>2</sub> 감축은 철강, 시멘트, 화학 산업에서 연료 연소 시 발생하는 약 1억t의 CO<sub>2</sub>를 줄이는 것인데 연료로써 석탄의 비중이 높은 이들의 산업적 측면 등을 고려할 때, 산업 부문도 CCS 기술이 가장 효과적으로 이용될 수 있겠다.

### 3. CCS 기술

#### 3.1. CCS 기술 및 비용

CCS 기술은 에너지를 얻기 위해 사용되는 화석연료 및 기타 탄소성분의 연료를 연소 또는 처리하는 과정에서 발생하는 CO<sub>2</sub>를 대기 중에 방출하지 않고 포집, 회수하여 격리하는 모든 기술을 말한다. 이러한 CCS 기술은 CO<sub>2</sub> 배출원으로 부터 CO<sub>2</sub>를 포집하는 포집 기술과 포집한 CO<sub>2</sub>를 땅속 또는 해양에 저장하는 저장 기술로 구분되며 비용은 연료의 종류와 적용 기술, 국가 상황, 환경 규제 등, 여러 가지에 따라 다르지만 일반적으로 포집 기술 비용이 전체 CCS 비용의 약 70~80%를 차지한다.

2005년 Richard<sup>1)</sup>는 화력발전소에 CCS 기술을 적용할 경우 총 비용을 추산하였는데 포집에 US\$ 15~75/tCO<sub>2</sub>, 수송관을 통한 수송에 US\$ 18/250 km · tCO<sub>2</sub>, 저장과 모니터링 인증에 각각 US\$ 0.5~8/tCO<sub>2</sub>, US\$ 0.1~0.3/tCO<sub>2</sub>가 소요된다고 예측하고 있다.

CO<sub>2</sub> 포집 비용에 있어서는 IPCC에서 화력발전소의 경우 약 \$US 15-75/tCO<sub>2</sub>로 예측하고 있으며 이 외 2000년 이후에도 전 세계적으로 CO<sub>2</sub> 포집 비용을 예측한 모델들이 다수 발표되었는데 이를 Table 7에 정리하였고 현재 일반적으로 \$US 7-95/tCO<sub>2</sub> 범위로 알려져 있다.

**Table 7.** Modelling for cost prediction for CO<sub>2</sub> capture<sup>2)</sup>

| Research group          | CO <sub>2</sub> capture cost(\$US/tCO <sub>2</sub> )     |
|-------------------------|--|
| Kallbekken et al.(2004) | 7-95   |
| Anderson et. al.(2003)  | New or retrofitted: 45-58,<br>Future: 34-32              |
| Holt et. al.(2000)      | 29-45  |
| Hendriks et. al.(2000)  | NGCC: 41-66,<br>Furnace/combined heat and power: over 45 |

#### 3.2. CCS 기술의 필요성

현재 CCS 기술은 앞서 언급한 여러 가지 CO<sub>2</sub> 저감 대책 기술 중, 가장 유효하고 효율적인 기술로 알려져 있다. IPCC 보고서(2005년)는 향후 CO<sub>2</sub> 저감을 위한 여러 가지 기술 중, CCS 기술 기여도가 가장 클 것이며 CCS 기술을 적용하여 향후 2100년까지 전 세계 CO<sub>2</sub>량을 최소 15%에서 최대 55%까지 저감시킬 수 있다고 전망하고 있다. 그리고 영국 과학기술위원회(CST; Council for Science and Technology)에서는 향후 5년간 중점적인 기술 개발이 필요한 6대 기술 중 하나로 CCS 기술을 선정하고 있다. 또한 2006년의 COP(Conference of the Parties) 12차 회의에서는 상대적으로 CCS 기술 수준이 우위에 있는 유럽과 일본이, 13차 회의에서는 미국이 CCS 기술을 청정개발체제(CDM; Clean Development Mechanism)와 연계해야 한다고 주장하는 등 CCS 기술은 향후 CDM 사업으로 확산 되어 환경적 이익 이외, 사업적 이익도 얻을 수 있어 CCS 기술이야말로 GHG 감축 및 저감 기술 중 가장 효율적으로 운용될 수 있는 기술이라 하겠다.

따라서 선진국들은 CO<sub>2</sub> 배출 삭감을 통한 지구 온난화 방지 대책과 기술을 CCS 중심으로 다각도로 검토하고 있고 CCS 기술 개발에 가장 많은 투자와 연구를 집중하고 있다. 대표적인 것이 일본의 종합화학 기술 회이나 미국의 에너지청 산하 NETL(National Energy Technology Laboratory)에서 발표한 탄소 분리 기술 로드맵 등이다. 따라서 선진국에 비해 상대적으로 CCS 기술이 뒤쳐져 있는 우리나라도 대규모 투자와 집중적인 연구 개발 및 선진국과의 기술 교류나 기술 이전을 통해 CCS 기술 수준을 최대한 끌어 올려야만 한다.

#### 3.3. CCS 세부 기술

CO<sub>2</sub> 포집 기술에는 기본적으로 화력발전소의 배연가스(Flue gas)와 같이 화석연료가 연소 후, 발생하는 가스 혼합물로부터 CO<sub>2</sub>를 포집하는 연소 후 기술(Post-combustion), 연료를 연소하기 전 미리 연료를 반응 처리하여 CO<sub>2</sub>와 수소(H<sub>2</sub>)로 전환한 후, CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub> 혼합가스를 분리 또는 연소하여 배기가스 중, CO<sub>2</sub>만을 용이하게 포집할 수 있는 연소 전 기술(Pre-combustion) 및 연료를 공기 대신 산소(O<sub>2</sub>)만으로 연소시키는 순산소 연소 기술(Oxyfuel combustion) 등 3가지 기술로 분류되고 다음 절에 이러한 기술에 대한 상세한 설명을 하였다.

##### 3.3.1. 연소 후 기술

연소 후 포집 기술은 연료를 연소 시킨 후 발생하는 혼합 배기가스 중 CO<sub>2</sub>의 농도가 비교적 저 농도인 3~15 volume%인 공정에서 CO<sub>2</sub>만을 분리(추출)하는데 효율적인 기술로써 에너지 및 산업 공정 부문에서 광범위 하게 사용될 수 있으며 이에 관한 공정도를 Fig. 2에 표시하였다.

이러한 연소 후 기술은 CO<sub>2</sub>가 분리되는 공정에 따라 크게 흡수법(Absorption), 흡착법(Adsorption), 막분리법(Mem-



Fig. 2. Process diagram of post-combustion for CO<sub>2</sub> capture.

brane), 심냉법(Cryogenics)과 기타 기술들로 분류되고 이들의 세부 기술과 대표적으로 사용되는 흡수제, 흡착제 등의 내용을 Fig. 3에 표시하였다.

연소 후 기술은, 다른 CO<sub>2</sub> 포집 기술에 비해 가장 오래된 연구 역사를 가지고 있으며, 특히 amine계 용매를 이용한 CO<sub>2</sub> 화학 흡수법은 전 세계적으로 60년 이상의 연구 경험으로 얻은 방대한 양의 정보와 data가 축적되어 있어 이를 바탕으로 전 세계에 걸쳐 수십 기의 pilot plant가 가동되고 있다. 연소 후 기술은 기존의 공장을 변형하지 않으면서 공정을 개선할 수 있는 큰 장점이 있으나 고비용, 고에너지가 소비되며 대규모 장치가 필요한 단점도 가지고 있다. 하지만 현재 CO<sub>2</sub> 포집 기술로는 가장 광범위하게 쓰이고 있는 기술이라고 알려져 있다.<sup>2,3)</sup> 다음 절에 세부적인 연소 후 기술에 대한 내용을 정리하였다.

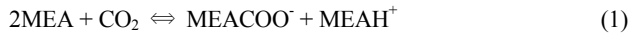
1) Amine계 흡수제를 이용한 화학흡수법

현재 전 세계적으로 가장 많이 쓰이는 방법으로 Fig. 4와 같이 CO<sub>2</sub>와 화학반응이 가능한 흡수제(주로 Alkanoamine 계통; MEA(Monoethanolamine)를 이용하여 CO<sub>2</sub>를 화학흡수시킨 후, 탈기(Stripping) 과정을 통해 CO<sub>2</sub>를 회수하는 공

정으로 일반적으로 CO<sub>2</sub>의 부분압이 낮은 경우에 유리하며 에너지 소모가 많다고 알려져 있다.

화학흡수 기술은 1930년대부터 흡수제로 TEA(Triethanolamine)을 처음 적용한 이후 많은 발전을 통해 1970년대 후반 Kerr-McGee사가 본 기술을 이용, CO<sub>2</sub>를 회수하는 공정을 채택하였고 1982년 Dow chemical사는 하루 1,000 tCO<sub>2</sub> 규모로 “Gas SpecFT-1”이라는 공정을 개발하여 최초로 상업화 하였다. 국내에서는 1994년 기술개발에 착수하여 현재는 기반기술을 확보한 상태이며 특히 국내 화력발전소에서 알카놀 아민류를 사용한 pilot plant가 가동 중이나 알카놀 아민류가 고가인 점과 본 기술 적용 시 에너지 소비가 과다하다는 문제점 등이 제기 되고 있다.

사용되는 화학 흡수제로는 주로 알카놀 아민류인 MEA(Monoethanolamine, H<sub>2</sub>NCH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>OH), DEA(Diethanolamine, HN(CH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>OH)<sub>2</sub>)가 15~30% 농도로 물 등에 희석되어 사용되며 MEA와 CO<sub>2</sub>의 화학흡수 반응은 식 (1)과 같다.



현재 상업적으로 가동되고 화학 흡수제로는, Fluor Daniel Econamine FG(부식 방지제가 첨가된 30% MEA solution: 0.2~15 tCO<sub>2</sub>/h 용량으로 20기 이상 가동 중), ABB-Lummus (15~20% MEA solution: 6~32 tCO<sub>2</sub>/h의 용량으로 4기 가동 중)와 KS-1(Sterical hindered amine; Mitsubishi heavy industries에서 9 tCO<sub>2</sub>/h의 용량으로 1기 가동 중)이 있다.

일반적으로 본 공정은 타 공정들과 비교할 때, CO<sub>2</sub>의 기체 분율이 20% 이하인 경우 경제적인 방법으로 알려져 있다. 알카놀 아민류 흡수제를 이용한 화학흡수법은 물리 흡수제에 비하여 흡수력이 강한 대신 단순히 감압으로 탈기되는 물리적 흡수제보다 흡수제로부터 CO<sub>2</sub>를 탈기하기 위한 에너지 소모가(약 30%의 전력손실) 대단히 크다. 즉, 흡수된 기체를 회수하기 위해서는 추가의 분리장치(열 탈기 장치 및 감압장치)가 필요하여 이에 따른 설치비와 운전비가 과다 하다(\$US 40~60/tCO<sub>2</sub>). 또한 탈기 시 발생하는 탈기열에 의해 흡수제의 열화가 일어나며 흡수제와 CO<sub>2</sub>의 반응 부산물(Amine thiosulfate, thiocyanate, Amine carbonate 등)에 의한 장치의 부식 및 흡수 효율 저하 등이 일어나며 또한 냉각/가열의 순환적인 공정에 의해 흡수제의 증발 및 거품 생성에 의해 공정의 효율저하가 유발된다. 그러나 이러한 단점에도 불구하고 Rao<sup>4)</sup> 등은 그들의 논문에서 현재 기술 수준을 고려할 때 amine를 이용하는 화학 흡수 방법이 연소 후 기술 중에서는 가장 현실적으로 경제적인 방법이라고 결론 내렸고 Kleims<sup>2)</sup> 등이 2006년 발표한 그들의 논문에서 또한 본 기술이 다른 연소 후 기술들과 비교했을 때 상대적으로 가장 훌륭한 기술로 평가하고 있다.

2) 그 외 연소 후 기술

Amine계 흡수제를 이용한 화학흡수법 이외 알려진 많은 연소 후 기술들은 현재 경제성 측면에서 amine계 화학흡

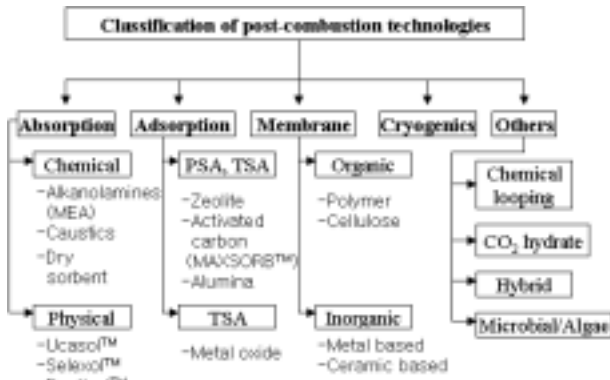


Fig. 3. Classification of post-combustion technologies for CO<sub>2</sub> capture.

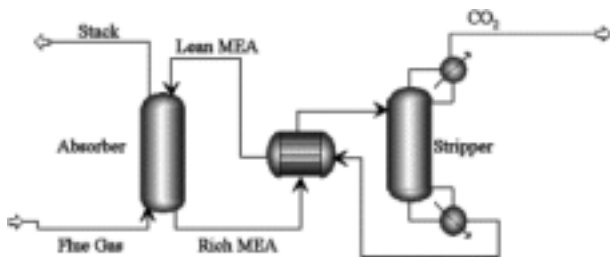


Fig. 4. Basic process flow sheet of CO<sub>2</sub> capture using chemical (MEA) absorbent.

수법에 비해 낮지만 경우에 따라 더 높은 효율을 나타 낼 수도 있다. 예를 들어 물리흡수법과 막분리법은 고압 공정에서 상업화의 잠재력이 있다고 알려져 있으며 이를 위한 연구가 수행되고 있다.

① 물리흡수(Physical absorption)

약 산성인 CO<sub>2</sub>를 약 염기성 유기용매 즉, sulfolane, propylene carbonate, methanol 등을 이용, CO<sub>2</sub>를 물리적으로 용해하여 흡수하는 방법으로 물을 용매로 쓰는 고전적인 방법 이외에 최신 기술의 용매제가 속속 개발되고 있다. 역시 용매의 재생 공정이 필요하며 높은 CO<sub>2</sub>의 부분압, 고온, 고산성도 조건에서 유리하고 에너지 소모가 화학흡수법 보다는 낮다는 장점이 있으나 경제성이 확인되지 않고 있다. 이 기술의 핵심 부분은 유기 용매제의 개발이며 현재는 세계 유수의 다국적 화학 기업들에 의해 개발 판매되고 있고 그 가격이 매우 고가이다.

많이 사용되는 용매로는

- Ucasol solvent, Selexol solvent(Dow Chemical 개발; 주 성분 Dimethyl ethers of polyethylene glycol)
- Rectisol(주성분; methanol), Purisol(주성분; n-methyl-2-pyrrolidone)
- Fluor solvent(주성분; propylene carbonate)
- Fpexol 등이 있다.

본 기술은 현재 세계 몇몇 공장에서 시험 운용되고 있으며 Selexol 용매인 경우 활발한 연구가 진행되고 있다.

② 건식 흡수법

기본적으로 흡수 반응은 용질인 기체와 용매인 액체간의 반응이다. 그러나 이러한 액체용매를 이용한 흡수법은 앞서 언급한 바와 같이 흡수된 용매제에서 CO<sub>2</sub>를 탈기하는데 많은 비용이 소모된다. 이와 더불어 가장 보편적으로 쓰이는 MEA 공정의 단점, 즉 고 재생열, 부식성, 불안정성 및 저 흡수능을 극복하기 위해 KHCO<sub>3</sub>을 base로 하여 세라믹 재료를 결합시킨 건식흡수제가 2005년 한국전력공사 전력연구원에 의해 개발, 소개되었다. 이러한 건식흡수제가 사용 가능하다면 기본적으로 액상에서 CO<sub>2</sub>를 탈기하는데 필요한 많은 비용을 절감할 수 있다. 그들의 논문<sup>5)</sup> 따르면 개발된 건식흡수제는 고체 물질로 고흡수성, 고강도, 고밀도를 가지며 기존의 MEA흡수 공정 보다 우수하다가 발표 하였는데 이는 상당히 혁신적인 기술로 평가될 수 있고 이를 더욱 연구 발전시키면 연소 후 기술 중 가장 경쟁력 있는 기술이라 할 수 있다. 현재 본 기술은 국내 화력발전소에서 시험 중에 있다.

③ 흡착법(Adsorption)

고체 흡착제인 탄소계 물질(활성탄; Activated carbons (MAXSORB<sup>TM</sup>; MSC-30, G08H 등, Kansai사 제품)이나 제올라이트(Zeolite; ASRT 5A zeolite 등, Allied-Signal사 제품), 금속 산화물(Metal oxide)상에서 CO<sub>2</sub> 혼합가스를 가

압하여 선택적으로 CO<sub>2</sub>를 흡착제에 흡착(PSA; Pressure swing adsorption) 시킨 뒤 흡착층을 감압하거나(PSA 또는 VSA; Vacuum swing adsorption), 가열(TSA; Temperature swing adsorption) 또는 전기에너지를 이용, 가열하여(ESA; Electric swing adsorption) 흡착제를 재생하며 CO<sub>2</sub>를 탈착시켜 회수하는 공정을 말한다.

PSA법은 공정 사이클이 수초에서 수십 초 사이로 짧고 에너지 소모가 적어 경제적이며 체철소나 석유화학 공장 과 같이 고농도의 CO<sub>2</sub>(30% 이상)를 배출하는 경우에 상업화가 가능한 잠재력을 가지고 있다고 알려져 있다(일부 상업화). 그러나 PSA 공정은 비정상상태로(Unsteady-state) 운전되기 때문에 운전변수들이 어떻게 변화하는지를 예측하기 힘들다. 따라서 정확한 공정설계가 어려운 큰 단점을 가지고 있어 타 공정에 비해 상대적으로 위험성(Risk)이 크다. 또한 PAS 공정에서는 CO<sub>2</sub>의 탈착 속도가 매우 느린 단점을 가지고 있으며 이를 위해 높은 흡착/탈착 속도, 높은 흡착 용량, 높은 선택도를 갖는 재생 가능한 흡착제의 개발은 PSA 공정의 성공에 대한 핵심 사항이며 공정의 경제성에 필요한 중요한 내용이다.

TSA 공정에서는 알칼리 금속 화합물 또는 alumina 등을 흡착제로 사용하는데 폐기물 처리나 폐기물 가스화 공정 과 같이 고온, 고압에서 운전되는 시스템의 경우 CO<sub>2</sub>의 분리에 효과적으로 이용 가능하나 TSA 공정은 흡착층의 온도를 올려 탈착 분리하는 공정 사이클이 수 시간대로 길고 PSA에 비해 상대적으로 많은 양의 흡착제가 필요하여 PSA에 비해 설비(흡착탑의 높이 등)의 규모가 10배 정도 크다. 또한 PSA에 비해 에너지 소모량이 3배 정도로 알려져 있다. 따라서 미량의 CO<sub>2</sub> 제거가 필요한 특수한 경우만 TSA 공정 사용이 효과적이다.

기존의 PSA 및 TSA 공정은 가압, 흡착, 감압 및 탈착의 기본 4단계로 구성 되는데 흡착성분의 회수를 위한 탈착 방법으로 진공 혹은 고온의 탈착가스를 이용한다. 탈착가스의 온도가 높고 진공압력비가 클수록 가스의 회수율과 순도가 증가하지만 에너지 소비가 증가하는 문제점이 있다. 흡착법은 흡착제의 성능이 가장 중요하고 진공 펌프의 성능과 효율적인 공정 구성이 이 기술의 경제성을 결정한다. 따라서 변형된 여러 단계를 조합하여 CO<sub>2</sub>의 순도와 회수율을 높이려는 연구도 진행되고 있는데 그 대표적인 공정이 ESA로써 본 공정은 전기전도성이며 발열체 특성을 가지는 흡착제를 직접 전기로 가열하므로, 고온의 비활성 가스로 흡착제를 가열하는 TSA에 비해 더 빠르고 에너지 소비를 감소시키는 장점을 갖고 있다고는 하나 아직은 연구의 초기단계이다.<sup>6)</sup>

④ 막분리(Membrane)

막분리법은 CO<sub>2</sub>가 포함된 연소배기 가스를 유기막<sup>7)</sup>(고분자 막; Polyphenylene oxide(PPO), Polyethylene oxide(PEO), Polyamide(PI) Polysulfones)이나 무기막(금속 또는 세라믹 막), 또는 액막으로 통과시켜 고순도 CO<sub>2</sub>만을 선택

적으로 분리하는 방법이다. CO<sub>2</sub> 포집을 위한 막분리법은 막소재의 개발, 모듈 개발, 시스템 개발 등의 3가지로 나누어지는데 핵심기술은 막소재 개발이다. 막분리법은 기존의 흡수법이나 흡착법보다도 설치비용 및 운전비용이 저렴한 공정이다. 즉 CO<sub>2</sub> 분리 시 상변화를 동반하지 않아 기본적으로 에너지 효율이 높고 유해물질 배출이나 폐수 처리 등의 문제가 없는 환경친화적인 공정이다. 또한 막의 투과 속도 향상과 모듈화에 의해 설비의 규모를 줄일 수 있고 설비 조작성도 우수하다고 이론적으로는 알려져 있으나 흡수법이나 흡착법에 비해 연구 역사가 짧고 1970년대부터 실질적인 연구가 시작되어 아직까지 CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> 분리용으로 상용화된 분리막 모듈은 없다. 하지만 막분리법은 고압 공정의 H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> 혼합가스에서 CO<sub>2</sub> 분리에 가능한 잠재력이 있다고 알려져 있다. 한편 2006년 Ho<sup>8)</sup> 등은 고분자 분리막인 PPO, PEO와 PI를 이용하여 CO<sub>2</sub>를 포집하는 비용을 정량적으로 추산하여 이를 amine을 이용한 흡수법의 비용과 비교 하였으나 CO<sub>2</sub> 분리 효율의 전 영역에서 MEA를 이용한 화학 흡수비용이 훨씬 저렴하다고 주장하였다.

⑤ 심냉법(Cryogenics)

90% 이상의 고농도 CO<sub>2</sub> 함유 가스를 가압 냉각하여 CO<sub>2</sub>를 액화, 분리하는 기술로 부분적으로 상업화 되어 이용되고 있다. 이러한 가압 냉각을 위해 대단히 많은 에너지가 필요한 치명적인 단점을 가지고 있어, 대규모 공정이나 저농도의 배기가스에서의 CO<sub>2</sub>분리를 위한 공정으로는 불가하다고 알려져 있다. 하지만 CO<sub>2</sub>의 저장 운송을 위해서는 심냉법 기술이 필요 하며 특히 PSA나 흡수법 등과 연계한 공정 개발이 연구 되고 있다.

그 외 기타 금속 산화 환원 연소(Chemical-looping combustion), CO<sub>2</sub> hydrate 및 혼성분리(Hybrid separation) 공정에 대해서는 현재 초보적인 연구 실험 단계 이므로 장기적인 측면에서 연구 개발이 필요한 공정이다.

3.3.2. 연소 전 기술

연료(주로 석탄, NG, oil, 바이오매스, 폐기물 등)를 직접 연소하기 전, Fig. 5에서와 같이 연료 중에 있는 탄소 성분을 수증기 개질(SR; Steam reforming), 부분 산화(PO; Partial oxidation), 또는 자열 개질반응(ATR; Autothermal

reforming) 등을 통해 가스화(Gasification)시켜 CO와 H<sub>2</sub>의 혼합가스를 제조한 후, 수성가스 전환반응(WSR; Water-gas shift reaction)을 통해 고온, 고압의 CO<sub>2</sub>와 H<sub>2</sub>를 만드는 공정으로 제조된 CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>의 혼합가스를 CO<sub>2</sub>와 H<sub>2</sub>로 분리시키든가 또는 연료로써 연소시켜 CO<sub>2</sub>를 용이하게 분리시키는 공정이다.

기존에 주로 H<sub>2</sub> 생산을 위해 이용되어 왔던 본 공정을 최근 발전소나 산업계에서 CO<sub>2</sub> 포집에 응용하기 위한 연구를 활발히 진행하고 있는데 현재 미국이 기술 개발을 주도하고 있다. 석탄이나 천연가스를 연료로 사용하는 공정에 유리 하며, 특히 최근 고유가 시대에 석탄을 연료로 하는, PC, IGCC 또는 NGCC 등의 최신 공정에 효율적으로 응용가능 하다고 알려져 있으며 본 공정은 반드시 WSR과 CO<sub>2</sub> 포집장치를 수반해야 효율적으로 가동될 수 있다.<sup>9)</sup> CO<sub>2</sub> 포집에 본 기술을 이용하는 경우 장, 단점을 정리하였다.

장점

- 연소 후 기술보다 배출되는 CO<sub>2</sub>의 농도가 높아 amine이나 Selexol 등을 이용한 CO<sub>2</sub> 흡수 효율이 높다.
- SR, PO, WSR 등에 관한 축적된 기술이 많다.
- 수소에너지 시대에 대비한 적용기술로 전기 생산용 H<sub>2</sub> 이외에 이용 가능한 H<sub>2</sub>를 얻을 수 있다.

단점

- 연료 개질(Fuel reforming)이 필요하며 연료 중, 불순물을 제거해야 한다.
- WSR 반응이 필수적이다.
- H<sub>2</sub>를 주 연료로 하는 가스터빈(GT; Gas turbine) 개발이 필요하며 H<sub>2</sub>를 희석시키기 위한 수증기나 질소(N<sub>2</sub>)가 필요하다.
- H<sub>2</sub>를 연소 시킬 때 NO<sub>x</sub>가 발생한다.
- 고온의 CO<sub>2</sub>가 생성된다.

본 공정에 주요 부분인 가스화 기술은 오랜 역사를 통해 이미 확보되어 있다. 즉 석탄 등의 가스화는 보통 석탄을 파쇄하고 물과 혼합하여 slurry로 만든 후 펌프를 이용, 가스화 장치(Gasifier)로 공급하여 여기서 O<sub>2</sub>와 약 6.5 MPa의 압력으로 반응시킨 후 생성물을 물을 이용하여 급냉시키면 연료로 사용 가능한 포화 가스를 얻고 물과 불순물은 제거 된다. 현재 GE사와 Shell사에서 개발한 gasifier가 대표적으로 상업화 되어있으며 그 외 상업화된 gasifier로는 E-Gas(Conoco-Phillips), GSP(Future Energy/Sustec/Siemens) 등이 있다.

현재 CO<sub>2</sub> 포집 장치 없이 석탄이나 잔류오일(Residual oil) 그리고 원유 코크(Petroleum coke) 등을 연료로 하는 몇 가지 공정에(IGCC) 연소 전 공정이 이미 상업화 되었고, 또한 IGCC와 암모니아 생산을 병합한 공정이 가동 중에 있으나, WSR 장치와 CO<sub>2</sub> 포집 장치를 포함한 완벽한 IGCC 공정은 세계적으로 보고된 바가 없다.<sup>9)</sup>

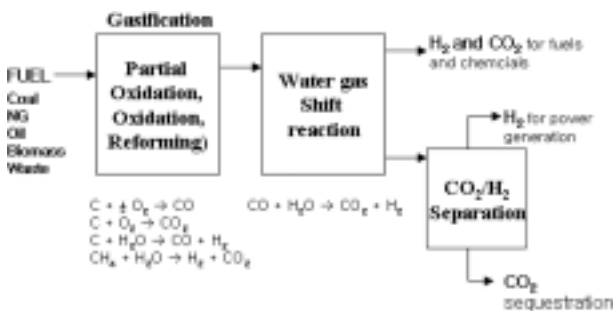


Fig. 5. Process diagram of pre-combustion for CO<sub>2</sub> capture.



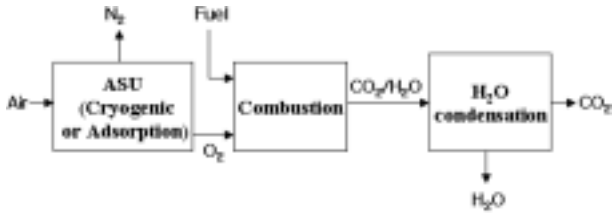


Fig. 6. Process diagram of the oxyfuel combustion process.

본 기술의 가장 중요한 부분은 CO<sub>2</sub> 포집 장치를 부착하는 일과 함께 연료로 H<sub>2</sub>를 연소 시키는 것인데 H<sub>2</sub>는 N<sub>2</sub>나 steam에 의해서 희석 된다. 현재 이용되는 GT를 개선하여 H<sub>2</sub>를 연소시키는 GT의 개발이 가능할 것으로 보이나 아직 이에 관한 유효한 실험 결과가 발표 되지 않고 있다.<sup>9)</sup> 이러한 연소 전 기술은 연료 개질 방법과 CO<sub>2</sub>를 포집 분리하는 기술에 따라 구체적인 몇 가지 세부 기술로 나뉘어지는데 현재 연료 개질 방법으로는 ATR이 그리고 CO<sub>2</sub> 분리 기술로는 amine을 이용한 화학 흡수법과 Selexol를 이용한 물리흡수 그리고 장기적으로는 H<sub>2</sub> 분리막(MSR-H<sub>2</sub>; Methane steam reformer with hydrogen separation membrane reactor)을 이용하는 기술이 가장 많이 연구되어 지고 있다.

### 3.3.3. 순산소 연소 기술

순산소 연소는 연료를 공기로 연소하기 전에 Fig. 6에 서와 같이 공기 분리 장치(ASU; Air separation unit) 등을 통해 공기 중에 O<sub>2</sub>만을 분리 생산하여(95% 이상) 생산된 순산소로 연료를 연소시킴으로써 배출되는 CO<sub>2</sub>의 농도를 극대화(보통 CC에서 96% 정도)하여 CO<sub>2</sub> 포집에 효율을 높이는 기술이다.

본 기술은 오래 전부터 유리공업이나 철강공업에서 사용되어 왔으나 1982년 Abraham에 의해 석탄 발전에 본 기술을 응용하는 연구가 최초로 제안되어 현재 IGCC와 NGCC 공정 등의 CO<sub>2</sub> 포집에 적용을 위한 연구가 활발히 진행되고 있다.<sup>10)</sup> CO<sub>2</sub> 포집을 위한 순산소 연소 기술의 장, 단점을 아래 정리하였다.

#### 장점

- 거의 100% CO<sub>2</sub> 회수가 가능하다(Near-zero emissions)
- 배가스 중 CO<sub>2</sub> 농도는 95%(전식기준) 이상이므로 추가 장치 없이 이를 재사용하거나 저장이 용이하다.
- NO<sub>x</sub> 발생이 거의 없고 일부 남아있는 미량의 NO<sub>x</sub>나 SO<sub>2</sub>는 쉽게 제거가 가능하다.
- 배출가스의 부피를 줄일 수 있어 배출가스로 인한 에너지 소모를 줄이고 가스의 세척과 분리에 소요되는 에너지 소모를 줄일 수 있다.
- 기존 Power plant를 보수 수리하여(Retrofitted) 공정을 운용할 할 수 있다.

#### 단점

- O<sub>2</sub> 제조비용이 비싸다(0.28~0.34 kWh/Nm<sup>3</sup>-O<sub>2</sub>).

- CO<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>의 혼합가스로 가동되는 GT 개발이 필수적이나 아직 미개발 상태이다.
- 약간의 SO<sub>x</sub> 제거 공정이 필요하다.
- 아직 Demonstration 경우도 없어 기술적 예측이 힘들다.
- 차세대 에너지인 H<sub>2</sub> 제조 기술과 연계하지 못한다.

순산소 연소는 많은 장점에도 불구하고 기술의 현실화를 위해서는 고 효율의 ASU장치와 O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>로 가동되는 GT 개발이 필연적이며 무엇보다도 순산소 기술에 쓰이는 O<sub>2</sub>를 값싸게 생산할 수 있는 기술 개발이 선행되어야 한다. 현재 O<sub>2</sub> 생산을 위해 가장 보편적으로 쓰이는 심냉법이나 물리흡착을 통한 O<sub>2</sub> 생산 비용은 보통 0.28~0.34 kWh/Nm<sup>3</sup>-O<sub>2</sub>로써 이 값은 보통 순산소 공정 총 비용의 약 15% 정도에 해당되는 높은 값이다. 따라서 최근엔 PVSA(Pressure vacuum swing adsorption) 기술과<sup>11)</sup> 파라듐(Pd)을 재료로 하는 이온교환 막(ITM; Ion transport membrane) 기술이 O<sub>2</sub> 생산용 기술로 많은 주목을 받고 있다.

현재 순산소 연소 기술은 전 세계적으로 활발한 연구가 진행되고 있으나 실제 CO<sub>2</sub> 포집을 위해 적용된 상업적 사례는 아직 발표 되고 있지 않지만 미국의 EERC(Energy and Environmental Research Corporation), ANL(Argonne National Laboratory), Air liquide, B&W, Alstom, 캐나다의 CANMET, 네덜란드의 IFRF(International Flame Research Foundation), 일본의 IHI(Ishikawajima-Harima Heavy Industries) 등에서 현재 pilot 수준으로 많은 연구가 진행되고 있다. 하지만 아직 뚜렷한 성과를 보이지 않고 있으며 본 공정의 상업화를 위해선 아직 많은 시간과 연구가 필요하다.<sup>12)</sup>

한편, Fig. 6에서 언급한 전형적인 순산소 공정의 열적 안정성과 경제성들을 고려하고 ASU 장치와 CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O 순환 공정 등을 더욱 발전시켜 Water cycle, Graz cycle, AZEP(Advanced zero emission power plant), 고체산화물연료전지-가스터빈 병합공정(SOFC-GT; Solid oxide fuel cell-Gas turbine), CLC(Chemical looping combustion) cycle 등과 같은 변형된 순산소 연소 기술들이 다수 제안되고 있고 이러한 공정들은 이론적으로 전형적인 순산소 기술에 비해, 더 높은 열효율과 높은 CO<sub>2</sub> 포집율을 발휘 할 수 있다고 알려져 있으나 이러한 새로운 순산소 공정들은 아직 개념상으로만 정리되고 있어 pilot 수준에 이르기 까지도 아직 많은 시간이 필요하다.

## 4. 발전 및 산업 부문에서 CCS 기술 적용

1990년대 이후 CO<sub>2</sub> 포집 기술에 대한 많은 연구들이 진행되어 다수의 공정이 발표 되었다. 이 중에 전력 발전 및 산업 부문에서 CO<sub>2</sub> 포집에 가장 효율적인 공정을 선택하기 위해 고려해야 하는 인자들을 Table 8에 정리하였다.

이와 함께 앞서 언급한 여러 가지 CCS 기술의 현재 기술 수준과 중, 장기적인 기술 발전 속도 등을 고려하여 국내 발전 및 산업 부문에서 단기, 중기, 장기적으로 채택할 수 있는 CCS 기술을 다음 절에 설명하였다.

**Table 8.** Factors for determining the CCS process to power and industry sectors

| Factors   |
|---|
| - 가스의 발생원(Sources of emission gases)                            |
| - 연료분석 또는 연료종류(Fuel analyses)                                   |
| - 분위기조건(Ambient conditions)                                     |
| - 가스터빈의 종류(Types of gas turbine)                                |
| - 스팀조건(Steam conditions)  |
| - CO <sub>2</sub> 의 포집율(Percentage of CO <sub>2</sub> capture)  |
| - CO <sub>2</sub> 의 압축 조건(CO <sub>2</sub> compression pressure) |
| - 공장의 위치(Plant location)  |

4.1. 발전 부분

4.1.1 단기적 관점

Table 8의 내용 중 가장 중요한 인자는 가스의 발생원(온도, 압력, 가스의 농도 및 종류)이며 이를 고려했을 경우 화력발전소의 배기가스 중 CO<sub>2</sub> 농도가 15% 이하임을 감안하고 현재 기술 수준 및 연료 구성비를 고려하면 전력 발전 부분에서 CO<sub>2</sub> 포집을 위해 단기적으로는 amine 계를 이용한 화학흡수법이 가장 효율적으로 볼 수 있다. 본 공정의 비용은 \$US 40~60/tCO<sub>2</sub>으로 가장 저렴하고 또한 본 공정의 상대적인 경제성에 대해 많이 연구되었는데,<sup>3,13-16) Kosugi<sup>3)</sup></sup> 등은 석탄 화력발전소의 배기가스 중에 CO<sub>2</sub> 분리를 위해 3가지 공정 즉, 흡수법, 흡착법, 막분리법을 이용한 상대적인 CO<sub>2</sub> 포집 비용을 산출하였는데, Table 9에 표시되어 있는 바와 같이 amine을 이용한 화학흡수법이 가장 효율적이라 주장하고 있다.

Amine을 이용한 화학흡수 법은 화학 흡수된 CO<sub>2</sub>를 탈기하기 위한 에너지 소모가 대단히 크고 이에 따른 설치비와 운전비가 과다한 문제점이 부각되고 있지만 화학 반응에 의한 높은 CO<sub>2</sub> 흡수율이 이를 상쇄할 수 있기 때문에 여전히 관심을 받고 있다. 그러나 본 공정은 탈기열에 의한 흡수제의 열화 및 증발, 흡수 반응 부산물에 의한 장치 부식 등, 내재하고 있는 많은 문제는 2차 오염 및 상당한 부작용을 유발하게 되므로 amine계를 이용한 화학 흡수법은 소규모 형태로 단기적으로 사용되는 것이 바람직하다.

높은 CO<sub>2</sub>의 부분압, 고온, 고산성도 조건에서는 amine 흡수법 이외 Selexol 등을 이용한 물리 흡수도 유효할 수 있다.

흡수법과 흡착법을 이용하는 CO<sub>2</sub> 포집 기술은 흡수제나 흡착제로부터 CO<sub>2</sub>를 분리시키는 공정이 더 어렵고 기술

**Table 9.** Power consumptions for CO<sub>2</sub> capture using three post-combustion method in coal-fired power plants

| Post-combustion method | Power consumptions for CO <sub>2</sub> capture (including liquefaction cost)(kWh/kg-CO <sub>2</sub> ) |
|------------------------|---|
| Absorption             | 0.95 <sup>13,14)</sup>  |
| Adsorption             | 1.06 <sup>15)</sup>   |
| Membrane               | 1.00 <sup>16)</sup>   |

의 경제성을 결정하는 중요한 문제이다. 또한 CO<sub>2</sub> 탈기와 탈착은 거꾸로 흡수와 흡착율과 밀접한 관계가 있으므로 가장 효율적인 흡수와 탈기, 흡착과 탈착 공정을 구현할 수 있는 기술 개발이 절실히 필요하지만 단기적으로 쉬운 일은 아니다. 이러한 관점에서 향후, 또 다른 연소 후 기술 중에 하나인 막분리법이 상당한 잠재성을 가지고 있는 것은 당연한 평가라 할 수 있다.

4.1.2. 중, 장기적 관점

중, 장기적인 관점에서 CCS 공정의 선택은 Table 8에 표시한 여러 가지 요인 이외에 각 기술이 사회에 미치는 보건 및 안전성 문제, 각 기술의 현재 상황과 중, 장기적인 기술 발전 속도, 향후 전개될 각 기술의 적응성 및 그에 대한 공정의 유연성, 그리고 신기술의 잠재성과 위험성 등, 추가로 고려해야 할 많은 인자들이 있다.<sup>17)</sup> 이러한 부분들을 함께 고려하면, 향후 모든 화력발전소의 공정은 PC, IGCC, 그리고 NGCC와 같은 고효율의 공정으로 운전되어야 하며 중, 장기적인 CCS 기술 채택은 연소 후 기술 보다는 연소 전이나 순산소 연소 기술이 효율적으로 적용될 수 있다.

그러나 이들 두 기술을 CO<sub>2</sub> 포집에 이용하는 연구는 이제 시작 단계로써 이에 관한 기술과 정보가 부족하며 따라서 두 기술을 발전 부분의 CO<sub>2</sub> 포집에 적용하는 문제는 매우 장기적인 문제로 현재, 그 경제성 및 기술적 분석을 하는 데는 많은 가정과 조건들을 설정해야 하는 어려움이 따른다.

그럼에도 불구하고 많은 논문과 보고서들은<sup>9,18,19)</sup> 이 분야에 현재 기술 수준과 향후 예측되는 기술 발달 및 여러 조건들을 설정하여 발전 부분에서 CO<sub>2</sub> 포집을 위해 두 가지 기술의 상대적인 경쟁력을 여러 가지 관점으로 분석하고 있는데 이를 Table 10에 정리하였다.

**Table 10.** List of the most competitive CO<sub>2</sub> capture technology for PC, IGCC and NCCC evaluated by various researchers

| Combined cycle | CO <sub>2</sub> capture technology        | Net electric efficiency (%) | CO <sub>2</sub> avoidance costs(\$US/tCO <sub>2</sub> ) | Reference |
|----------------|---|-----------------------------|---|-----------|
| PC             | Oxyfuel                                   |                             | 35  | 19)       |
| IGCC,          | Pre-comb (ATR-Selexol)                    | 31.5-35                     | 16.9-23.5   | 9)        |
|                | Pre-comb (MSR-H <sub>2</sub> -Selex43 ol) |                             | 8.5   | 2)        |
| NGCC           | Post-comb (Amine)                         | 49.6                        | 43.5  | 9)        |
|                | Pre-comb (MSR-H <sub>2</sub> )            | 53                          | 29  | 2)        |
|                | Oxyfuel SOFC/GT                           | 67.3                        | -   | 18)       |

이와 같은 결과를 바탕으로 발전 부문에서 중, 장기적으로 채택 될 수 있는 CCS 기술에 대한 결과를 다음과 같이 요약 하였다

- ① PC 발전인 경우 현 시점에서는 언급한 바와 같이 amine 흡수법을 이용한 연소 후 기술이 가장 유리하나 향후에는 순산소 기술의 CO<sub>2</sub> 포집 비용 및 자본 비용 관점에서 가장 유리하다.
- ② IGCC인 경우 중기적으로는 Selexol 물리흡수를 이용한 ATR 장착, 연소 전 기술이 유리하며 향후 membrane 기술이 완성 되면 MSR-H<sub>2</sub>가 장착된 연소 전 기술을 이용, CO<sub>2</sub> 포집 비용을 약 \$US 8/tCO<sub>2</sub>까지 줄일 수 있다.
- ③ NGCC 공정에서 어떤 공정이 유리한가에 대해서는 가장 많은 논란이 있다. 우선 현 시점에서는 amine을 이용한 연소 후 기술이 가장 유리하다. 하지만 향후에는 MSR-H<sub>2</sub> 등이 장착된 연소 전 기술과 순산소 기술, 특히 SOFC+GT 공정이 동반된 순산소 연소 공정의 경제성이 가장 유리 할 것으로 예상된다. 그러나 향후 amine 흡수 효율을 현재 보다 2배 정도로 증가시킬 수 있는 기술이 완성되면 NGCC에서의 연소 후 기술도 향후 유리한 기술이다.

그러나 이와는 다른 주장과 다양한 논란이 있을 수 있다. 그 이유는 앞서 언급한 바와 같이 연소 전 및 순산소 연소 기술 모두 CO<sub>2</sub> 포집에 있어서 미래에 실현 가능한 기술이며 많은 불확실성이 존재하고 따라서 많은 연구자들이 설정한 여러 가정과 조건들이 다양하고 기술적 추측과 예측들이 상이하기 때문이다. 예를 들면 Lozza 등은 그의 논문에서<sup>20)</sup> IGCC에서는 순산소 기술이 유리하고 NGCC에서는 연소 전 기술이 더 효율적이라 주장하였는데 그 이유는 NGCC인 경우 연료인 CH<sub>4</sub> 중 많은 H<sub>2</sub>의 연소를 위해 많은 O<sub>2</sub>가 요구되고, (즉 O<sub>2</sub> kg/kg CO<sub>2</sub> 값이 크다) 또한 NGCC에서 연소 전 기술을 적용하면 배출가스에서 보다는 연료에서 이미 분리가 일어나므로 가스량을 줄일 수 있어 장치와 비용 그리고 에너지가 소모를 줄일 수 있기 때문이라고 주장하고 있다. 이와 같이 두 기술에 관한 경제성 분석의 결론은 매우 다양하고 어떤 공정이 더 유리하다고 명쾌하게 말하기는 불분명하며 더 많은 연구가 진행되어야 할 필요가 있다.

#### 4.2. 산업 부문

산업 부문, 즉 철강, 시멘트, 화학산업에서 발생하는 CO<sub>2</sub> 는 앞서 언급한 바와 같이 산업에 필요한 에너지를 얻기 위해 연료를 연소하여 발생된 CO<sub>2</sub>와 공정 중에 발생하는 CO<sub>2</sub>로 나눌 수 있다. 전자의 경우 1,500℃ 이상의 고온이 필요한 철강과 시멘트 산업에서는 이를 위해 다량의 석탄이 사용되는데(시멘트 산업인 경우 약 87%) 이 경우 앞서 언급한 석탄 발전소에 적합한 CCS 기술을 적용하는 것이 바람직하다. 화학산업인 경우 에너지원으로 상대적으로 중유 사용량이 많은데 중유를 원료로 하는 공정에서 효과적인 CCS 기술에 관한 기술적, 경제성 분석에 대한 정보

는 많지 않다. 즉 중유를 기체화 하여 연소 전 기술을 이용할 것인가 아니면 중유 자체를 순산소로 연소할 것인가를 비교할 수 있는 기술 및 경제성 연구가 필요하다. 화학산업에서는 CCS 기술 이외 화학반응의 온도 등을 낮추는 등의 저 에너지 소비 공정을 개발하여 CO<sub>2</sub> 발생 자체를 억제 할 수 있는 연구도 필요하다.

산업공정 중에 발생하는 CO<sub>2</sub>인 경우, 상대적으로 작은 양이고, CO<sub>2</sub> 농도도 다양하기 때문에 여러 가지 CCS 기술 적용이 가능 할 수 있다. 이 경우 가장 중요한 인자는 CO<sub>2</sub> 농도로 15% 이하인 경우 일반적으로 amine계를 이용한 화학흡수법이, 또한 중, 장기적으로는 물리흡수법과 막분리법 공정 적용이 고려되어야 한다. 이러한 기술들의 현재 기술 수준은 화학흡수법 보다는 낮으나 이론적으로는 amine계를 이용한 화학흡수 보다 훨씬 효율적이라고 알려져 있고 또한 본 기술들에 대한 활발한 연구와 개발이 진행되고 있으며 또한 소규모로 사용될 경우 효율적일 수 있다. 또한 여러 개별적 기술들을 혼합한 혼성(hybrid)기술 등도 향후 상당한 기술적 가치가 있다 하겠다. 체철소나 석유화학 공장과 같이 공정 중에 고농도의 CO<sub>2</sub>(30% 이상)를 배출하는 경우 중, 장기적으로는 물리흡착법인 PSA 법은 공정 사이클이 수초에서 수십 초 사이로 짧고 에너지 소모가 적어 경제적인 수 있고 막분리법도 고압 공정에서 상당한 잠재력이 있다.

### 5. 결 언

국내 에너지 부문의 전력 발전 부문에서 발생하는 CO<sub>2</sub>량은 1억4,905만t, 그리고 산업 부문에서 발생하는 CO<sub>2</sub>량은 1억4,780만t으로 두 부분의 합은 총 2억9,685만t이며 이는 우리나라 GHG 전체 발생량에 53.3%에 해당하는 값이다. 따라서 이 두 분야에서 CO<sub>2</sub> 배출을 감축시키는 것이 우리나라 GHG 저감에 있어 가장 중요하고 시급한 문제이고 이는 두 부분의 산업적 특성상 CCS 기술을 이용하여 진행하는 것이 가장 효과적이다. 또한 여러 가지 CO<sub>2</sub> 배출 감축 및 저감 기술 중 CCS 기술은 가장 유효하고 효율적인 기술로 알려져 있다.

따라서 본 논문에서는 여러 가지 CCS 기술에 대해 상세히 설명하고 이를 바탕으로 전력 발전 및 산업 부문에 적용 가능한 여러 가지 CCS 기술을 단기, 중기, 장기적 측면에서 분석, 평가하였다. 그 결과 단기적으로는 amine을 이용한 화학흡수법이 가장 효율적으로 적용될 수 있고 중, 장기적으로는 ATR, 또는 MSR-H<sub>2</sub>가 장착된 연소 전 기술과, SOFC+GT 같은 순산소 연소 기술이 가장 유리할 것으로 예상되었다.

이와 같은 최신 연소 전 및 순산소 기술로 CO<sub>2</sub> 포집 비용을 \$US 8.5-43.5/tCO<sub>2</sub>(avoidance)로 줄일 수 있으며 이를 이용하여 앞서 언급한 두 부문에서 발생하는 CO<sub>2</sub>의 10%만을 절감하여도 연간 약 3,000만t을 절감할 수 있겠다. 그러나 연소 전 및 순산소 연소 기술은 CO<sub>2</sub> 포집에

있어서 미래에 실현 가능한 기술이며 이에 관한 기술과 정보가 부족하고 또한 불확실성이 존재한다. 따라서 많은 연구와 기술 개발이 진행되어야 하겠다.

### 참 고 문 헌

- Richard, B., "APEC Business and Climate Change," in Proceedings of the 2nd Asia Region Climate and Energy Workshop, Seoul, pp. 5(2005).
- Klemeš, J., Bulatov, I., and Cockerill, Y., "Techno-economic modelling and cost functions of CO<sub>2</sub> capture processes," *Comput. Chem. Eng.*, **31**(5-6), 445~455(2004).
- Kosugi, T., Hayashi, A., Matsumoto, T., Akimoto, K., Tokimatsu, K., Yoshida, H., Tomoda, T., and Kaya, Y., "Time to realization: Evaluation of CO<sub>2</sub> capture technology R&Ds by GERT(Graphical Evaluation and Review Technique) analyses," *Energy*, **29**(9-10), 1297~1308(2004).
- Rao, A. B., and Rubin, E., "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**, 4467~4475(2002).
- 류청걸, "연소 후 배가스의 CO<sub>2</sub> 회수 기술의 최근 동향," 이산화탄소 포집 및 저장기술/정책워크 초록집, 고려대학교, pp. 57(2006).
- 심재운, 문승현, "활성탄소 섬유상에서 전기변동법을 이용한 CO<sub>2</sub>의 흡/탈착," *Korean Chem. Eng. Res.*, **43**(3), 432~437(2005).
- Powell, C. E. and Qiao, G.G., "Polymeric CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> gas separation membranes for the capture of carbon dioxide from power plant flue gases," *J. Membr. Sci.*, **279**(1-2), 1~49(2006).
- Ho, M. T., Allinson, G., and Wiley, D. E., "Comparison of CO<sub>2</sub> separation options for geo-sequestration: are membranes competitive?," *Desalination*, **192**(1-3), 288~295(2006).
- Davison, J., "Performance and costs of power plants with capture and storage of CO<sub>2</sub>," *Energy*, **32**(7), 1163~1176(2007).
- Abraham, B.M., Asbury, J.G., Lynch, E.P., and Teotia, A.P.S., "Coal-oxygen process provides carbon dioxide for enhanced recovery," *Oil Gas J.*, **80**(11), 68~70(1982).
- 이창하, "저가 고순도 O<sub>2</sub> 제조용 PVSA 공정 기술 개발," *NICE*, **24**(1), 54~60(2006).
- Buhre, B.J.P., Elliott, L.K., Sheng, C.D., Gupta, R.P., and Wall, T.F., "Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation," *Prog. Energy Combust.*, **31**(4), 283~307(2005).
- Mimura, T., Shimojo, S., Suda, T., Iijima, M., and Mitsuoaka, S., "Research and development on energy saving technology for flue gas carbon dioxide recovery and steam system in power plant," *Energ. Convers. Manage.*, **36**(6-9), 397~400(1995).
- Bolland, O., Undrum, H., "Removal of CO<sub>2</sub> from gas turbine power plants: evaluation of pre-and post-combustion methods. In: Greenhouse gas control technologies," in Proceedings of the 4th international conference on greenhouse gas control technologies, Interlaken, pp. 125~130(1998).
- Ohta, H., "CO<sub>2</sub> separation and removal technologies in measures to cope with global warming," *The Sep. Technol.*, **27**(5), 312~319(1997).
- Teramoto, M., Ohikshi, N., Takeuchi, N., Kitada, S., Matsuyama, H., Matsumiya, N., and Mano, H., "Separation and enrichment of carbon dioxide by capillary membrane module with permeation of carrier solution," *Sep. Purif. Technol.*, **30**(3), 215~227(2003).
- Damen, K., Troost, van M., Faaij, A., and Turkenburg, W., "A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO<sub>2</sub> capture and storage. Part A: Review and selection of promising conversion and capture technologies," *Prog. Energy. Combust.*, **32**(2), 215~246(2006).
- Kvamsdal, H. M., Jordal, K., and Bolland, O., "A quantitative comparison of gas turbine cycles with CO<sub>2</sub> capture," *Energy*, **32**(1), 10~24(2007).
- Singh, D., Croiset, E., Douglas, P. L., and Douglas, M. A., "Techno-economic study of CO<sub>2</sub> capture from an existing coal-fired power plant: MEA scrubbing vs. O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> recycle combustion," *Energ. Convers. Manage.*, **44**(19), 3073~3091(2003).
- Lozza, G. and Chiesa, P., "Natural gas decarbonization to reduce CO<sub>2</sub> emission from combined cycles-Part I: Partial oxidation," *J. Eng. Gas Turb. Power*, **124**(1) 82~88(2002).