

석탄가스화를 이용한 수소생산 기술현황 및 프로젝트 분석

고승모 · †장호창*

강원대학교 에너지자원융합공학과 석사과정, *강원대학교 에너지자원화학공학과 교수
(2023년 1월 2일 접수, 2023년 2월 1일 수정, 2023년 2월 2일 채택)

A Study on Technology Status and Project of Hydrogen Production from Coal Gasification

Seungmo Ko · †Hochang Jang*

*Dept. of Energy and Mineral Resource Engineering, Kangwon National University,
Samcheok 25913, Korea*

**Dept. of Energy Resources and Chemical Engineering, Kangwon National University,
Samcheok 25913, Korea*

(Received January 2, 2023; Revised February 1, 2023; Accepted February 2, 2023)

요약

석탄가스화는 석탄을 불완전 연소하여 수소와 일산화탄소로 이루어진 합성가스를 생성하는 공정이다. 기존 석탄 연소와 달리 질소 산화물이나 황 산화물이 배출되지 않고 미세먼지 발생량이 적어 석탄을 청정하게 이용할 수 있으며 합성가스를 통해 부가적인 화학물질을 생산할 수 있다. 석탄가스화는 합성가스 생산방식에 따라 석탄가스화복합화력발전(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC), 플라즈마 석탄가스화, 지하석탄가스화(Underground Coal Gasification, UCG)로 분류된다. 최근에는 합성가스의 수소를 활용하기 위하여 일산화탄소를 수소로 전환하는 수성가스전환(Water Gas Shift, WGS) 반응기와 일산화탄소를 포집하는 설비를 결합하는 사례가 늘고 있다. 본 연구에서는 석탄가스화와 합성가스를 이용한 수소 생산 방법에 대하여 정리하였으며 현재 진행되고 있는 석탄가스화를 이용한 수소 생산 프로젝트를 조사하였다.

Abstract - Coal gasification is a process of incomplete coal combustion to produce a syngas composed of hydrogen and carbon monoxide. It is one of methods to utilize coal cleanly because the process does not emit nitrogen oxides or sulfur oxides and particulate matters. In addition, chemicals can be produced using syngas. Coal gasification is classified as IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), Plasma coal gasification and UCG (Underground Coal Gasification). Recently, WGS (Water Gas Shift) reactor and carbon capture system have been combined to gasifier to produce hydrogen from coal. In this study, the coal gasification and method of hydrogen production from syngas was summarized, and the hydrogen production from coal gasification project was investigated.

Key words : coal gasification, gasifier, IGCC, UCG, WGS

1. 서론

화석연료를 대체하기 위한 자원으로 수소에너지가 주목받고 있다. 수소를 생성하는 방법은 화석연료를 개질하거나 물을 전기분해하는 방식을 이용

한다. 2019년 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA)가 발표한 보고서에 따르면 전 세계 수소 생산량의 27%는 석탄이 차지하고 있다[1]. 세계 최초로 국제적인 교역이 이루어진 액화수소는 호주 빅토리아주에서 채굴된 갈탄으로 생산된 수소를 이용하였다[2].

석탄가스화는 석탄을 불완전 연소시켜 수소와 일산화탄소가 주성분인 합성가스(syngas)를 생성하는

†Corresponding author:hcjang@kangwon.ac.kr
Copyright © 2023 by The Korean Institute of Gas

화학공정이다. Table 1은 실제 IGCC에서 생산한 합성가스의 조성을 정리한 표이다[3]. 일반적으로 석탄을 연소할 때 발생하는 황 산화물과 질소 산화물이 생성되지 않고 미세먼지 방출량이 적어 친환경적으로 석탄을 이용할 수 있다[4]. 과거에는 합성가스에 포함된 메탄으로 합성 천연가스(Synthetic Natural Gas, SNG)를 생성하거나 수소를 이용해 암모니아로 전환하여 비료를 제작하는데 주로 이용하였으나 최근에는 합성가스의 수소를 추출하는 사례가 증가하고 있다[5-6].

석탄가스화는 연소 방식에 따라 석탄가스화복합화력발전(Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC), 플라즈마 석탄가스화, 지하석탄가스화(Underground Coal Gasification, UCG)로 분류할 수 있다. IGCC는 가장 대중적인 석탄가스화 공법으로 가스화기(gasifier)를 이용해 전기를 생산하는 발전소의 형태로 이루어져 있다[7]. 1972년 독일 튀넨의 Kellerman 발전소에서 최초로 운영되었으며 이후 미국과 유럽 일본 등에 퍼져나갔다. 최근에는 에너지 효율을 높이고 이산화탄소 배출을 줄이기 위하여 탄소포집 설비와 연료전지를 설치해 석탄가스화 연료전지 복합발전(Integrated Gasification Fuel Cell Combined Cycle, IGFC)으로 전환되고 있다[8]. 플라즈마 석탄가스화는 플라즈마 토치를 이용하며 고체 폐기물을 연소하던 기술을 응용한 방법으로 탄소전환율이 높고 이산화탄소 배출량이 적은 장점이 있다[9]. UCG는 석탄층을 직접 불완전 연소시켜 합성가스를 생산한다. 1939년 소련 우크라이나에서 처음으로 실증사업에 성공했으며 우즈베키스탄에는 소련시절 건설된 UCG 시설 중 하나인 Angren Power Plant는 지금도 가동되고 있다. 최근에는 호주를 중심으로 UCG 프로젝트들이 이루어지고 있으며 대표적으로 퀸즐랜드에서 1997년부터 2003년까지 수행된 Chinchilla 프로젝트와 현재까지 사우스오스트레일리아 Leigh Creek 탄전에서 진행중

인 NeuRizer가 있다[10-13].

본 연구에서는 수소생산에 필요한 석탄가스화 공법과 합성가스의 수소를 분리하는 방법을 분석하였다. 이후 실제 진행되고 있는 석탄가스화 프로젝트를 조사하였다.

II. 석탄가스화 공법

2.1. 석탄가스화복합화력발전

IGCC는 Fig. 1처럼 크게 세가지 파트로 구성되어 있다[14]. 가스화 플랜트는 고농도의 산소와 석탄을 가스화기에서 반응시켜 합성가스를 생성한다. 여기서 나온 합성가스는 집진설비를 통해 미세먼지는 포집하고 정제설비를 통하여 설비를 부식시킬 수 있는 산성가스를 제거한다. 이후 합성가스는 복합발전 플랜트로 이동해 가스 터빈을 작동시킨 후 배열회수보일러(Heat Recovery Steam Generator, HRSG)에서 회수된 열을 통해 스팀 터빈을 가동시켜 전기를 생산한다. 발전이 끝난 합성가스는 목적에 맞게 화학물질로 전환하거나 수소로 저장한다[14-17].

합성가스와 열을 배출하는 가스화기는 IGCC에 필수적인 구성품이다. 분쇄한 석탄을 가압된 고순도의 산소와 가스화기에 주입하면 열분해를 통해 탄소와 다른 성분이 분리되고 이후 가스화 반응이 진행된다[18-19].

수식(1), (2)는 탄소가 불완전 연소나 부분산화 하여 발생한 발열 반응으로 가스화기 내부에 필요한 반응열을 공급하게 된다.

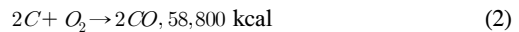


Table 1. Composition of syngas from Wabash River IGCC[3]

Fuel	Typical coal	Petroleum coke
N ₂ , %	1.9	1.9
Ar, %	0.6	0.6
CO ₂ , %	15.8	15.4
CO, %	45.3	48.6
H ₂ , %	34.4	33.2
CH ₄ , %	1.9	0.5
H ₂ S, ppm	277	268

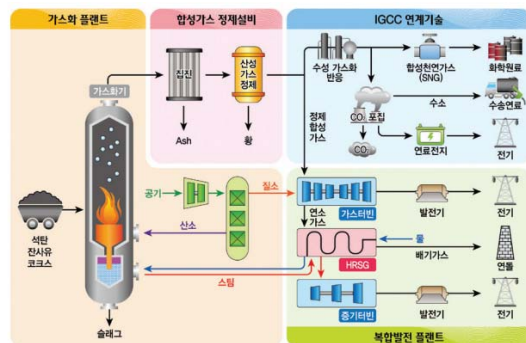
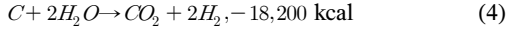
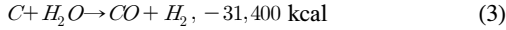
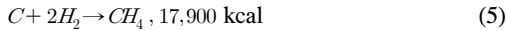


Fig. 1. Diagram of IGCC components[14].

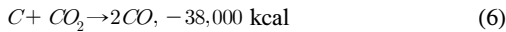
고온의 가스화기에서 발생하는 주 반응은 수식 (3), (4)이며 흡열 반응으로써 반응속도에 따라 효율이 결정된다. 이 반응은 1,000°C 이상에의 고온에서 진행되는 것이 유리하지만 1,200°C 이상에서는 평형가스의 조성이 변화하기 때문에 열효율이 감소한다.



수식(5)는 메탄화 반응으로 가스화기 내부에서 발생한 수소와 탄소가 반응하여 메탄가스가 생성된다.



수식(6)은 가스화기 내부 온도가 1,000°C 이상이며 이산화탄소의 분압(partial pressure)이 높은 경우 발생한다. 합성가스의 이산화탄소가 탄소와 반응하여 일산화탄소로 전환되는 반응으로 합성가스의 품질을 높이는 데 중요한 역할을 한다[20].



IGCC에 사용되는 가스화기는 크게 고정층 가스화기, 유동층 가스화기, 분류층 가스화기로 구분한다[21]. 가스화기는 합성가스를 생산하고 부산물로 슬래그를 배출하며 평균적으로 3,000 kPa에서 운전한다는 공통점이 있지만, 가스화기 종류에 따라 투입할 수 있는 석탄과 입자의 크기가 달라진다. 또한 운전 방식에 따라 가스화기에서 방출되는 합성가스의 온도와 조성에 차이가 발생한다. 따라서 IGCC에 설치할 가스화기를

선택할 때 공정에 사용되는 석탄의 조성, 목표 설비 용량, 합성가스의 용도를 고려해야한다[20].

2.1.1. 고정층 가스화기

가장 기본적인 가스화기로 Fig. 2와 같이 석탄은 상부에서 하강하며 하부에서 공급된 산소와 반응하여 가스화가 이루어진다. 반응이 끝난 후 석탄은 슬래그 형태로 하부로 방출되고 생성된 합성가스는 가스화기 상부로 배출된다. 석탄의 반응시간은 5~15 min, 체류시간은 1~3 hr이다. 가스화기 운전온도는 600~1,000°C, 석탄의 입자 크기는 3 mm 이상을 유지해야 한다. 주요 고정층 가스화기는 독일 Lurgi gasifier가 있다[20].

고정층 가스화기는 상대적으로 간단한 구조를 가지고 있으며 배출된 합성가스의 메탄 함유량이 높아 SNG 생산에 주로 활용된다. 또한 석탄의 체류시간이 길고 열효율이 높은 장점이 있다. 단점으로는 사용할 수 있는 석탄에 제한이 있어 점결성(caking property)이 높은 석탄을 사용할 경우 교반기나 산화제를 이용한 전처리 과정이 필요하며 타르(tar)와 같은 액체 부산물이 발생할 수 있다[18, 22-23].

2.1.2. 유동층 가스화기

하부에서 주입되는 산소의 유속을 이용해 석탄입자를 유동시키며 가스화가 이루어진다(Fig. 3). 석탄화기 내부의 온도가 일정하며 탄소전환율이 높은 특징을 가지고 있다. 유동층 가스화기의 일부는 발열점이 낮은 석탄과 바이오매스 연료를 혼용하여 합성가스를 생산한다. 석탄의 반응시간은 5~50 s, 체류시간은 20~150 min이다. 가스화기 운전온도는 350~1,200°C이며 입자크기는 500~2,400 μm를 유지해야한다. 대표적인 유동층 가스화기에는 미국 Lummus Techo-

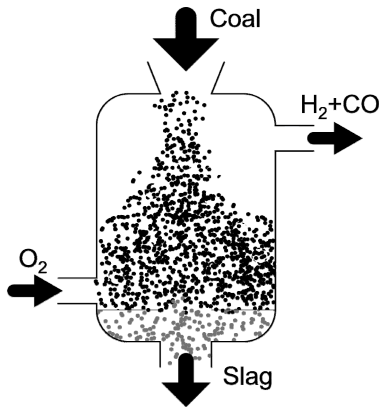


Fig. 2. Diagram of generic fixed bed gasifier.

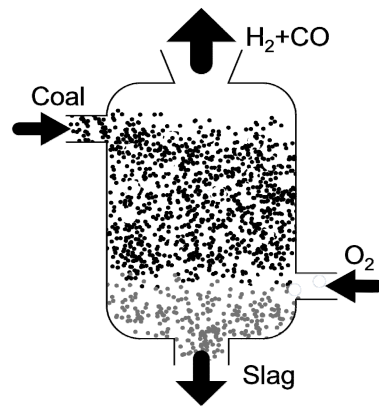


Fig. 3. Diagram of generic fluidized bed gasifier.

nology사의 E-Gas가 있다[20, 24-25].

유동층 가스화기는 내부의 온도가 일정해 생성된 합성가스의 조성이 균일한 장점이 있다. 다만 점결성이 높은 석탄을 사용하면 효율이 저하될 수 있다[23].

2.1.3. 분류층 가스화기

석탄과 산소를 동시에 공급하는 가스화기로 가장 많은 IGCC에서 채용하고 있으며 석탄의 반응시간과 체류시간이 1~10s로 짧아 대용량의 석탄을 처리할 수 있다. 가스화기의 형태는 상부에서 석탄과 산소를 주입하는 하방향(down-flow) 흐름과 하부에서 공급하는 벽면 연료공급 상방향(up-flow) 흐름이 있으며 상대적으로 석탄의 반응속도가 느린 석탄을 원료로 사용할 때 하방향 흐름을 적용한다(Fig. 4). 원료를 공급하는 방식에는 분쇄된 석탄을 물과 45:55 비율로 섞은 슬러리 형태로 주입하는 습식(wet-feeding)과 건식(dry-feeding)이 있다. 습식 방식은 석탄을 슬러리 형태로 공급해 고압 이송에 유리하고 반응과정에 물이 포함됨으로 합성가스 내 수소 함량이 높아지는 장점이 있는 반면 물로 인하여 저급탄에 적용이 어려워지는 단점이 있다. 건식 방식은 분쇄된 석탄을 질소로 주입해 열손실을 최소화할 수 있지만, 합성가스의 수소/일산화탄소 비율은 일반적으로 0.5로 나타난다. 분류층 가스화기는 석탄 공급 단수에 따라 분류할 수 있다. 1단은 같은 높이에서 주입이 되는 형태이며 2단 공급은 다른 2곳의 주입구를 통하여 석탄을 주입하는 방식이다. 2단 공급은 운전조건을 변환하여 다양한 연료에 대응할 수 있는 장점이 있지만, 유지보수와 운전이 복잡해지는 단점이 있다[20, 26].

분류층 가스화기는 거의 모든 석탄을 원료로 사용할 수 있으며 배출된 슬래그를 재주입하여 탄소 전환

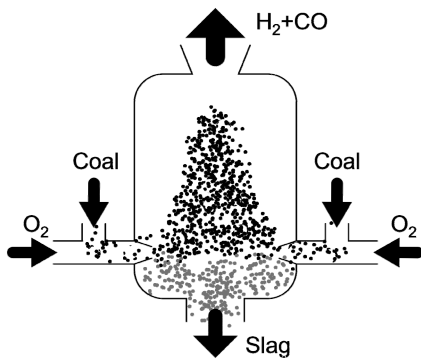


Fig. 4. Diagram of generic entrained flow gasifier.

율을 99%까지 높이는 것이 가능하다. 운전온도는 2,200°C 까지 상승할 수 있어 발전에 유리하지만, 내열 능력을 갖춘 소재를 사용해야 하고 유사시를 대비한 냉각 시스템을 갖춰야 한다. 주요 분류층 가스화기는 미국 GE Energy, 네덜란드 Shell, 일본 미쓰비시, 중국 TPRI(Thermal Power Research Institute)에서 제작하고 있다[13, 23, 26-27].

2.1.4. 석탄가스화 연료전지 복합발전

기존의 IGCC에서 배출된 합성가스는 SNG나 암모니아 생산에 사용되었으나 최근 합성가스의 수소를 이용해 발전효율을 증가시키기 위하여 연료전지를 설치하는 IGFC로 전환하고 있다(Fig. 5). 결합하는 연료전지는 저온에서 작동하는 고분자 전해질 연료전지(Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell, PEMFC)와 고온에서 운전하는 고체 산화물 연료전지(Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) 중 하나를 선택한다.

PEMFC는 수소차에도 사용될 정도로 신뢰성이 있으나 운전온도가 100°C 이하이며 일산화탄소나 황에 피독성(toxicity)이 높다[28]. 이를 개선하기 위하여 운전온도가 100~200°C이며 일산화탄소에 대한 저항성이 있는 HT-PEMFC 연구가 진행되고 있다[29]. SOFC는 운전온도가 500~1,000°C로 추가적인 냉각설비를 설치할 필요가 없으며 일산화탄소도 발전에 참여하는 장점이 있지만 아직 대형 발전소에 활용할 만큼의 용량과 신뢰성을 갖추지 못한 단점이 있다[30-34].

2.2. 플라즈마 석탄가스화

플라즈마 석탄가스화는 3,000°C 이상의 플라즈마를 이용하여 석탄을 열분해해 합성가스를 생성하는 공법으로 저급 석탄은 물론 바이오매스 연료와 고체 폐기물을 이용해 합성가스를 생산할 수 있다. 플라즈마 가스화기에는 산소 분리설비가 필요 없어 상압에서 운영할 수 있다(Fig. 6). 산소의 비율이 높거나 주입

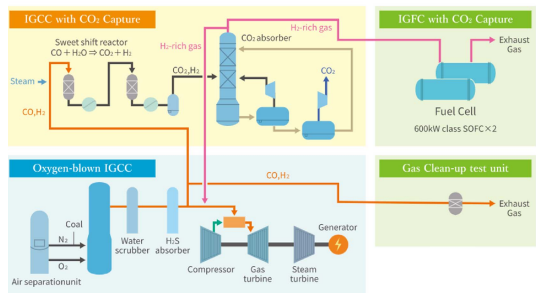


Fig. 5. Schematic flow of Osaki CoolGen Project IGFC[32].

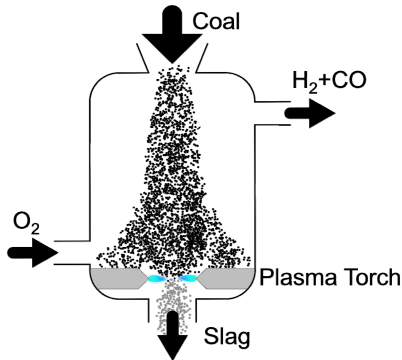


Fig. 6. Diagram of generic plasma gasifier.

되는 석탄 입자 크기가 작아질수록 발생하는 수소와 일산화탄소의 비율이 감소하고 이산화탄소의 함유량이 증가하지만, 운영 방법에 따라 이산화탄소의 비율을 1%까지 감소시킬 수 있다[12-13, 35-36].

플라즈마를 이용한 공정에서 가장 중요한 것은 안정적인 운영이다. 상용 플라즈마 가스화기는 대부분 아크 플라즈마 토치를 사용하지만 수분에 취약한 단점을 가지고 있다. 최근 연구에는 온도는 상대적으로 낮으나 오염이나 침식의 영향을 받지 않는 마이크로 웨이브 플라즈마를 이용한 가스화기에 대한 연구가 진행되고 있다[9, 12, 37-38].

2.3. 지하석탄가스화

UCG는 다른 석탄가스화 방식과 달리 가스화기를 사용하지 않는 특징을 가지고 있다. Fig. 7은 UCG 공정의 모식도이다[39]. 석탄층에 주입정과 생산정을 설치하고 불완전 연소를 발생시킨다. 운전온도는 1,200°C의 고온을 유지하며 주입정을 통해 산소와 수증기를 조절하며 생산정을 통해 합성가스를 회수한다[40-41]. 이후 지상의 설비를 이용해 합성가스에서 용도에 맞게 가공한다. 최근 UCG 프로젝트를 진행할 때 인근 석탄층이나 가스화가 끝나고 잔존해있는 차(char)에 이산화탄소를 주입하는 UCG-CCS가 고려되고 있다[39]. 대표적인 UCG 시설은 우즈베키스탄의 Angren Power Plant가 있으며 1957년 시운전을 시작해 현재까지 합성가스를 생산하고 있다[10, 42-43].

UCG는 심부의 생산성이 낮은 석탄층을 이용할 수 있으며 석탄의 전처리를 생략할 수 있고 지상으로 고체 폐기물이 방출되지 않아 대기 오염이 유발될 가능성이 낮은 장점이 있다. 하지만 가스화가 진행된 후 지반침하나 지하수가 오염될 수 있어 면밀한 지질학적 조사가 필요하다[11, 44-45].

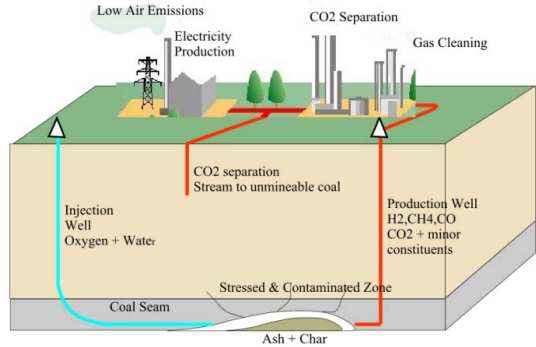


Fig. 7. Schematic flow of UCG process[39].

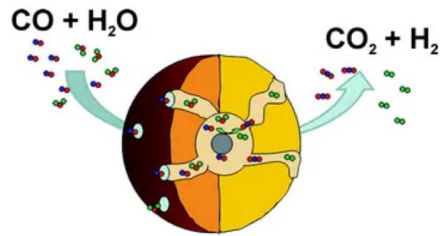
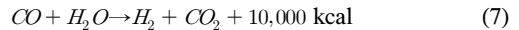


Fig. 8. WGS reaction in catalyst[46].

III. 합성가스를 이용한 수소생산

3.1. 수성가스전환

수성가스전환(Water Gas Shift, WGS)반응은 합성가스에 포함된 수소의 함유량을 증대시키기 위하여 사용한다. Fig. 8과 같이 촉매를 이용해 일산화탄소와 물을 수소와 이산화탄소로 변환시키며 화학식은 수식 (7)과 같이 나타낸다[46-47].



수식(7)은 발열 반응이기 때문에 열역학적 관점에서 고온에서 반응 속도는 느리며 저온에서 전환율이 높다. 하지만 온도가 낮은 경우에는 활성화 에너지가 부족하여 반응 온도와 촉매의 선정이 중요하다[48-49].

WGS 반응기는 일반적으로 2,500~3,500 kPa의 압력을 유지하며 350~500°C에서 작동하는 고온 수성가스 전환 (High Temperature Shift, HTS) 반응기와 200~300°C의 온도 범위에서 운전되는 저온 수성가스전환 (Low Temperature Shift, LTS) 반응기를 결합하여 사용한다. HTS 반응기에는 Fe/Cr 촉매를 가장 많이 쓰이고

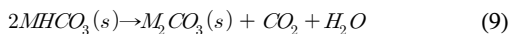
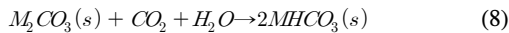
2~5년마다 교체해야 한다. LTS 반응기는 Cu/Zn 촉매로 작동하며 2~4년마다 교체를 해줘야 한다. WGS 반응에 사용되는 기존 촉매는 짧은 수명과 높은 피독성을 개선하기 위한 연구가 진행되고 있다[18, 46-47].

3.2. 이산화탄소 분리 공정

합성가스의 수소를 활용하기 위해서는 이산화탄소를 분리하는 것이 중요하다. 이산화탄소 분리법은 흡수법(absorption), 흡착법(adsorption), 막분리법(membranes), 심냉법(cryogenics)이 있으며 가스 조성, 발생량, 운전온도와 압력을 고려해 최적의 공정을 선택해야 한다[50].

3.2.1. 흡수법

가장 널리 사용되는 이산화탄소 분리방법으로 고체 흡수제와 액체 흡수제로 구분한다[51]. 고체 흡수제는 알칼리금속, 알칼리토금속, 건식 아민을 이용한다. Fig. 9는 알칼리 금속을 이용한 이산화탄소 회수 공정의 개념도이다[52-53]. 탄산알칼리(M₂CO₃)는 이산화탄소와 수식(8)과 같은 발열 반응을 통해 중탄산알칼리(MHCO₃)로 전환된다. 중탄산알칼리를 재생탑으로 옮긴 후 반응열을 주입하면 수식(9) 반응이 일어나 이산화탄소가 방출되고 탄산알칼리로 돌아오게 된다. 고체 흡수제는 부식에서 자유롭고 폐수가 발생하지 않으며 재생공정에서 액체 흡수제 대비 에너지가 적게 소모되지만, 아직 상업적 기술로 정립되지 못한 상태이다[53-56].



액체 흡수제는 Monoethanolamine(MEA), Diethanolamine(DEA), Diisopropanolamine(DIPA), Methylde-

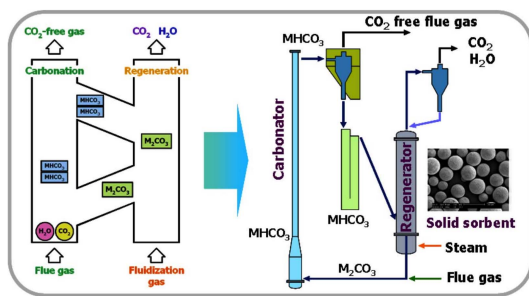


Fig. 9. Concept of CO₂ capture technology using a dry sorbent[52-53].

thanolamine(MDEA)와 같은 아민류 흡수제가 주로 사용되고 있으며 상업적으로도 활성화 되어있다[51, 57]. 아민류 흡수제는 이산화탄소 뿐만 아니라 H₂S와 같은 산성가스를 흡수하는 능력이 탁월하다. 액체 흡수제는 Fig. 10처럼 흡수탑(absorber)과 재생탑(stripper)으로 이루어져 있다[58]. 흡수탑에서 합성가스와 아민 용액(lean amine)은 각각 하부와 상부로 유입되며 화학적 흡수 반응을 통하여 이산화탄소가 용해되고 합성가스는 방출된다. 이산화탄소를 포집한 아민 용액(rich amine)은 흡수탑 하부로 배출되어 열교환기에서 예열된 다음 재생탑 상부로 주입된다. 고온의 재생탑에서 역반응을 통하여 이산화탄소는 상부로 방출되고 아민 용액(lean amine)은 열교환기와 냉각기를 통해 흡수탑에 다시 주입된다[56, 59-62].

3.2.2. 흡착법

흡착법은 고체 흡착제를 이용하여 이산화탄소를 분리하는 공정이다. 흡착제는 일반적으로 활성탄이나 분자체를 이용하며 흡착제의 표면장력과 공정의 온도와 압력이 변수로 작용한다. 이산화탄소 포집은 흡착과 탈착을 반복하는 형태로 이루어지며 이 과정이 압력의 변화로 이루어지면 압력 순환 흡착(Pressure Swing Adsorption, PSA)이며 온도의 변화로 이루어지는 경우 온도 순환 흡착(Temperature Swing Adsorption, TSA)로 정의한다[56, 63].

PSA는 고순도의 수소를 생산할 때 가장 많이 사용되는 공법으로 순도 99.999%의 수소를 생산할 수 있다. 일반적으로 고압에서 운전되며 다수의 흡착탑으로 이루어져 있으며 흡착과 탈착의 순환 시간이 5분 정도로 짧고 열을 주입할 필요가 없는 장점이 있다. 공정 순서는 우선 합성가스를 흡착탑에 주입하여 수소를 제외한 기체를 포집한다. 포집이 끝난 흡착탑을 가압하면 압력 평형으로 인하여 포집된 기체가 탈착되며,

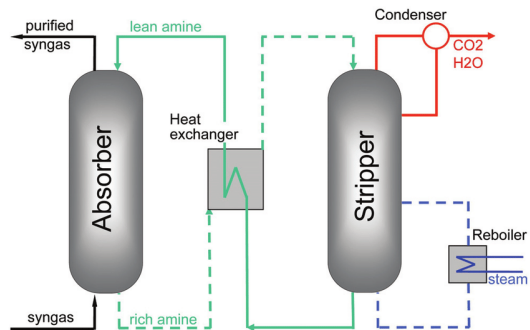


Fig. 10. Basic flow sheet of amine CO₂ capture process[58].

모든 과정이 끝난 흡착탑에는 다시 합성가스를 주입하게 된다[16, 57, 64-65].

3.2.3. 막분리법

특정 투과도를 가지는 분리막을 이용해 이산화탄소를 포집하는 방법이다. 분리막의 소재에 따라 효율이 다르게 나타나며 고분자 소재, 그래핀, 이온성 액체, 혼합 분리막이 있다. 낮은 운전 비용과 높은 안정성이 장점이 있지만 분리막의 단가가 높고 대용량의 이산화탄소를 분리하는 데 불리한 단점이 있어 상용화를 위한 연구가 진행되고 있다[16, 52, 66].

3.2.4. 심냉법

기체 간의 증기압 차이를 이용하는 방법으로 냉각을 통해 이산화탄소를 분리하는 공법이다. 수소 분리의 경우 -150°C 이하로 온도를 낮추면 수소는 기체상으로 존재하지만 다른 성분은 액체상으로 응축된다. 심냉법은 이산화탄소를 초임계 상태 또는 액체 상태로 포집할 수 있는 장점이 있으나 액화를 위한 에너지 소모가 가장 큰 단점이 있다[16, 56].

IV. 현장 사례

4.1. 국내 사례

4.1.1. 태안 IGCC

한국서부발전에서 2017년부터 운영중인 IGCC로 380MW의 전력을 생산할 수 있으며 세계최초로 무고장 3,000시간 운전을 성공하였다(Fig. 11). 2019년 PEMFC와 결합하여 합성가스에서 생산된 520 kg의 수소를 이용해 8,300 kWh의 전력을 생산하였다[16, 67-68].

4.1.2. 철암 플라즈마 발전소

(주)그린사이언스에서 2021년 강원도 태백시에 완



Fig. 11. Taean IGCC view[67].

공한 3 MW 세계최초의 마이크로웨이브 플라즈마 가스화 발전소로 2023년까지 무연탄을 이용한 수소 생산 실증사업을 진행하여 100 kg/day의 수소를 생산할 예정이다[69].

4.2. 해외 사례

4.2.1. Wabash river IGCC

미국 에너지부(U.S. Department of Energy, DOE)에서 노후 석탄발전소를 대체하기 위해 건설하였으며 260 MW의 전력을 생산할 수 있다. 1995년부터 운영을 시작하였으며 Fig. 12와 같이 분류층 가스화기인 CB&I사의 E-Gas를 사용하고 있다[4]. 1999년까지 과일릿 테스트를 통해 운전방법에 따른 합성가스 조성과 에너지 생산에 대한 연구가 진행되었으며 2000년 Duke Energy사에 운영권을 인계되었다. 2016년 Wabash Vally Resources LLC에서 인수하였으며 2020년부터 WGS 설비와 CCS(Carbon Capture and Storage) 설비를 확충하기 위한 리모델링을 시작하였다[3, 70-71].

4.2.2. GreenGen

중국 텐진시에 위치한 IGCC로 2012년에 완공되어 265 MW의 전력을 생산할 수 있다. 화능청정에너지연구원(The Huaneng Clean Energy Research Institute, HCERI)에서 개발한 2단 공급 분류층 가스화기를 설치하였다. GreenGen에는 중국 최초의 연소 전 포집

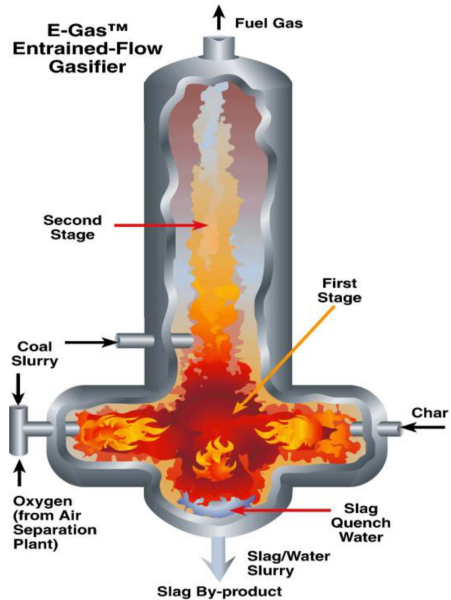


Fig. 12. Diagram of CB&I E-Gas gasifier[70].



Fig. 13. Scheme of Hydrogen Energy Supply Chain [73].

(pre-combustion capture) 설비가 설치되어 있으며 액체 흡수제인 MDEA를 이용하여 이산화탄소와 황화수소를 분리한다. 포집된 이산화탄소는 인근 유전에 CCS-EOR을 위해 운송될 예정이다[72].

4.2.3. HESC

Hydrogen Energy Supply Chain의 약자로 호주와 일본 정부가 공동으로 진행한 액화 수소 무역 파일럿 프로젝트이다. 석탄의 채굴부터 운송까지의 모든 단계를 다루고 있으며 연간 약 23만 톤의 수소를 생산할 수 있는 설비를 갖추었다. Fig. 13은 HESC의 전체적인 흐름을 요약한 그림이다. 수소를 생산하는데 사용되는 원료는 호주 빅토리아주 Lotrobe Vally에서 채굴된 갈탄을 이용하여 합성가스를 생성하고 WGS반응을 통해 일산화탄소를 수소로 전환시킨다. 생성된 수소는 Hastings항에서 액화되어 가스선을 이용하여 일본 고베항으로 운송한다. 이 프로젝트는 2022년 고베항에 수소를 하역하며 실증에 성공했으며 추후 상업 운전 예정이다. 이 과정에서 발생한 이산화탄소는 Bass 해협 의 고갈가스전과 대염수층에 주입할 예정이다[2, 73].

4.2.4. Osaki CoolGen

J-Power와 주고쿠 전력이 일본 히로시마현 오사키 섬에 건설된 IGCC이며 3단계에 걸쳐 확장되었으며 Fig. 14는 각 단계를 묘사한 그림이다. 1단계에는 가스 화기와 발전시스템을 구축하였으며 2016년부터 시운전을 시작하였다. 2단계는 2020년에 합성가스의 수소 함유량을 증대시키기 위한 WGS 설비와 이산화탄소 포집 설비를 설치하여 2021년 실증 시험을 성공했다. 이렇게 얻은 합성가스는 가스 터빈을 구동시키는데 사용하였다. 마지막 3단계에서는 600 kW의 전력을 생산할 수 있는 SOFC 2개를 결합해 발전량을 증대시킬 계획이며 2022년부터 시험 운전에 들어갔다[32].

4.2.5. NeuRizer

호주 사우스오스트레일리아주 Leigh Creek 탄전에서 진행 중인 UCG 프로젝트이다(Fig. 15). 대상으로 하는 석탄층은 역청탄으로 이루어져 있으며 심부 540 m 이상에 매장되어 있다. 2019년 합성가스를 생산을 실증하는 것에 성공하였으며 2025년까지 1억 톤의 합

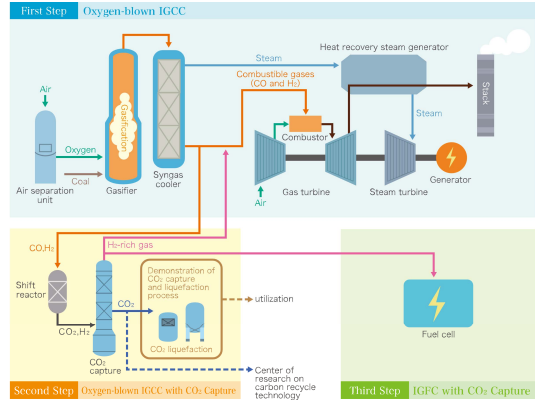


Fig. 14. Project overview figure of Osaki CoolGen project[32].



Fig. 15. Modeling for the NeuRizer project[74].

성가스를 생산할 예정이다[74].

4.2.6. Angren 발전소

1961년 소련이 건설한 UCG 시설로 소련이 붕괴된 이후 우즈베키스탄이 현재까지 운영하고 있다. 갈탄을 주성분으로 하는 심부 250 m 석탄층을 불완전 연소시켜 1,000만 톤 이상의 합성가스를 생산하였다[75-77].

V. 결론

본 연구에서는 석탄가스화 공법과 합성가스에서 수소를 생산하는 방안에 대하여 조사하였다. 석탄가스화는 기존의 석탄 발전과 달리 미세먼지와 질소산화물 같은 물질이 배출되지 않으며 합성가스를 생성할 수 있는 장점이 있다. 석탄가스화 과정에 따라 가스화기를 사용하는 IGCC, 고온에서 열분해를 진행하는

플라즈마 가스화, 석탄층을 직접 불완전 연소시키는 UCG가 있으며, 합성가스에서 수소의 생산량을 증대시키는 WGS와 이산화탄소 분리설비가 설치되는 추세이다.

화석연료를 이용한 수소생산은 대부분 천연가스로 이루어지고 있다. 하지만 천연가스는 매장되어 있는 국가가 한정된 반면 석탄은 전 세계적으로 광범위하게 매장되어있다. 또한 2010년 이후 석탄가스화를 통한 수소 생산 프로젝트들이 진행되고 있어 수소를 공급할 수 있는 원료의 한 축을 담당할 것으로 판단되며 이 과정에서 이산화탄소 처분과 같은 부가적인 연구가 활성화될 것으로 기대된다.

감사의 글

본 연구는 2022년도 정부(교육부)의 재원으로 한국연구재단의 지원(2022RIS-005, 지자체-대학 협력기반 지역혁신 사업)과 2022년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 해외자원개발협회의 지원(2021060001, 데이터사이언스 기반 석유·가스 탐사 컨소시엄)과 한국에너지기술평가원의 지원(20224000000080, 강원대학교 수소안전 클러스터 융합대학원)을 받아 수행된 연구입니다.

REFERENCES

- [1] Birol, F., "The Future of Hydrogen", *International Energy Agency*, Paris, (2019)
- [2] Hydrogen Energy Supply Chain, "Successful Completion of Pilot Project Report", (2022)
- [3] U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory, "Wabash River Coal Gasification Repowering Project: A DOE Assessment", *National Energy Technology Laboratory*, Albany, (2002)
- [4] Kim, S. C., "특별기획: 석탄가스화 복합발전과 CCS", *News & Information for Chemical Engineering*, 29(5), 600-604, (2011)
- [5] Kim, T. K., Kim, S. H. and Jang, J. Y., "Applicability to Gas Engine and Small Sized Generator of Low Caloric Synthetic Gas Fuel from Coal Gasification", *Journal of the Korean Institute of Gas*, 10(3), 1-6, (2006)
- [6] Lee, G. W. and Shin, Y. S., "Technical Review of Coal Gasifiers for Production of Synthetic Natural Gas", *Transactions of the KSME B*, 36(8), 865-871, (2012)
- [7] Eom, S. H., Jang, K. M., Kim, I. C. and Kim, J. J., "A Study on status of CCS Technology in IGCC", *한국가스학회회 학술대회는문집*, 118, (2012)
- [8] Phillips, J. N., Booras, G. S., Marasigan, J., "The History of Integrated Gasification Combined-Cycle Power Plants", *Proceedings of the ASME Turbo Expo 2017: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. Volume 3: Coal, Biomass and Alternative Fuels; Cycle Innovations; Electric Power; Industrial and Cogeneration Applications; Organic Rankine Cycle Power systems*, (2017)
- [9] Ibrahimoglu, B., Yilmazoglu, M. Z., "Numerical modeling of a downdraft plasma coal gasifier with plasma reactions", *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(5), 3532-3548, (2020)
- [10] Bhutto, A. W., Bazmi, A. A. and Zahedi, G., "Underground coal gasification: From fundamentals to applications", *Progress in Energy and Combustion Science*, 39(1), 189-214, (2013)
- [11] Government of South Australia Department of Premier and Cabinet, *South Australia Assessment of Leigh Creek Energy UCG Trial Proposal*, Energy Resources Division, Adelaide, (2018)
- [12] Kim, D., Lee, J., Kim, Y. and Yoon, S., "The Characteristics of Coal Gasification using Microwave Plasma", *Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, 23(1), 93-99, (2012)
- [13] Midilli, A., Kucuk, H., Topal, M. E., Akbulut, U. and Dincer, I., "A comprehensive review on hydrogen production from coal gasification: Challenges and Opportunities", *International Journal of Hydrogen Energy*, 46, 25385-25412, (2021)
- [14] Korea Electric Association, "Integrated Gasification Combined Cycle(IGCC)", *Journal of the Electrical World*, 452(5), 29-34, (2014)
- [15] Kim, D. S., "석탄가스화 기술 동향 및 한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발", *Journal of the KSME*, 56(10), 38-43, (2016)
- [16] Kim, S. H., Yoo, Y. D., Seo, M. H., Kim, M. H., Jung, W. H., Kim, H. T. and Choi, I. H., "The study of power generation using low carbon content syngas by CO₂ adsorption", *한국에너지학회 2008년도 춘계학술발표회*, 137-142, (2008)
- [17] Lee, C., Lee, J. G., Chol, Y. C. and Lee, S. H., "Performance Characteristics of the Small Scale Biomass Combustion-and Gasification-based Power Generation Systems", *한국가스학회 학술대회*

- 논문집, 587-592, (2005)
- [18] Kim, M., Kim, J., Kim, W. and Lee, S., "Water gas Shift Reaction of the Synthesis Gas for a Hydrogen Yield Increase", *New & Renewable Energy*, 5(2), 9-14, (2009)
- [19] Paulo, E. V. d. M., "Application of Hydrogen Combustion for Electrical and Motive Power Generation", *Science and Engineering of Hydrogen-Based Energy Technologies*, Elsevier, Amsterdam, (2019)
- [20] Kim, J. W. and Sim, K. S., "Hydrogen Production Technologies from Coal", *Transactions of the Korean hydrogen and new energy society*, 7(2), 193-206, (1996)
- [21] Kim, J. S., Ryu, T. U, Bang, B. R., Lee, U. D. and Yang, C. W., "Coal gasification in a bubble fluidized bed gasifiers: Experiments and result analysis", *한국열환경공학회 2014년 춘계 학술발표회 논문집*, 148-152, (2014)
- [22] Lee, J. W., Yun, Y. Lee, S. J., "특별기획 III: 석탄 가스화 기술 소개 및 개발 동향", *News & Information for the Chemical Engineers*, 31(1), 48-57, (2013)
- [23] Phillips, J., "Different types of gasifiers and their integration with gas turbines", *Gasifipedia*, US Department of Energy National Energy Technology Laboratory, Albany, (2006)
- [24] Ji, P. S., Park, T. J. and Kim, J. J., "석탄가스화 복합발전 기술", *Chemical Industry and Technology*, 11(2), 76-86, (1993)
- [25] Kim, Y., Ynag, C., Jeong, J., Kim, B., Jeong, S. and Lee, E., "A Study on Syngas Production Using Waste Energy Resource in Fluidized Bed Gasifier", *한국가스학회 학술대회논문집*, 2016, 46, (2016)
- [26] Yun, Y., Ju, J. and Lee, S. J., "Comparison of Design Concepts for Four Different Entrained-Bed Coal Gasifier Types with CFD Analysis", *Applied Chemistry for Engineering*, 22(5), 566-574, (2011)
- [27] Yoo, J., Kim, Y. and Paek, M., "Characteristics and Modeling Analysis of Entrained Flow Gasifiers", *New & Renewable Energy*, 9(3), 20-28, (2013)
- [28] Galvita, V., Messerle, V. E. and Ustimenko, A. B., "Hydrogen production by coal plasma gasification for fuel cell technology", *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(16), 3899-3906, (2007)
- [29] Chandan, A., Hattenberger, M. El-kharouf, A., Du, S., Dhir, A. Self, V., Pollet, B. G., Ingram, A. and Bujalski, W., "High temperature (HT) polymer electrolyte membrane fuel cells(PEMFC) - A review", *Journal of Power Sources*, 231, 264-278, (2013)
- [30] Im, H. C., "석탄가스화 연료전지 발전(IGFC) 기술 개요 및 전망", *Journal of electrical world*, 448, 30-35, (2014)
- [31] Kim, T. S. and Park, S. K., "Integraed Power Generation Systems Based on High Temperature Fuel Cells - A Review of Research and Development Status-", *Transactions of the KSME B*, 33(5), 299-310, (2009)
- [32] Osaki CoolGen Corporation, "Overview of the Osaki CoolGen Project", <https://www.osaki-coolgen.jp/en/project/overview.html>, (2022)
- [33] Park, T. S., Nam, T. H., Lee, D. G., Lee, S. K. and Moon, J. S., "A Study of Deduction of evaluation Items for Design of SOFC stack safety performance evaluation system", *Journal of the Korean Institute of Gas*, 21(6), 81-87, (2017)
- [34] Seo, D. K., Lee, J. H., Chi, J. H., Hong, J. P. and Oh, S. I., "Numerical Study on High Temperature CO-Shift Reactor in IGFC", *Transactions of the Korean hydrogen and new energy society*, 29(4), 324-330, (2018)
- [35] Georgiev, I. B. and Mihailov, B. I., "Some general conculsions from the results of studies on solid fuel steam plasma gasification", *Fuel*, 71(8), 895-901, (1992)
- [36] Messerle, V. E. and Karpenko, E.I., "Plasma Technology of Coal Gasification", *Transactions on Electrical and Electronic Materials*, 2(3), 7-11, (2001)
- [37] Delikonstantis, E., Sturm, G., Stankiewicz, A. I. and Bosmans, A., "Biomass gasification in microwave plasma: An experimental feasibility study with a side steam from a fermentaion reactor", *Chemical Engineering and Processing - Process Intensification*, 141, (2019)
- [38] Messerle, V. E., Karpenko, E.I. and Ustimenko, A. B., "Plasma assisted power coal combustion in the furnace of utility boiler: Numical modeling and full-scale test", *Feul*, 126, 294-300, (2014)
- [39] Roddy, D. J. and Younger, P. L., "Underground

- coal gasification with CCS: a pathway to decarbonising industry”, *Energy & Environmental Science*, 3, 400-407, (2010)
- [40] Perkins, G., “Mathematical Modelling of Underground Coal Gasification”, *The University of New South Wales Australia*, (2005)
- [41] Perkins, G., “Underground coal gasification – Part II: Fundamental phenomena and modeling”, *Progress in Energy and Combustion Science*, 67, 234-274, (2018)
- [42] Jang, D. H., Yoon, S., P., Kim, H. T., Kim, J. G., Cho, W. J., Ju, W. S., Lee, J. W. and Lee, C., “The Study on Synthesis Gas Characteristics Following Different Injection Condition of Oxidizing Agent Through Simulation of Underground Coal Gasification”, *Journal of the Korean Institute of Gas*, 17(5), 28-36, (2013)
- [43] Kim, J. G., “A Study on Syngas Heating Value Prediction through Process Modeling & Simulation for the Underground Coal Gasification”, *Ajou university*, 61, (2013)
- [44] Government of South Australia Department for Energy and Mining, “NeuRizer in-situ gasification”, <https://www.energymining.sa.gov.au/industry/energy-resources/regulation/projects-of-public-interest/neurizer-in-situ-gasification>, (2018)
- [45] Sadasivam, S., Zagorscak, R., Thomas, H. R., Kapusta, K. and Stanczyk, K., “Experimental study of methane-oriented gasification of semi-anthracite and bituminous coals using oxygen and steam in the context of underground coal gasification (UCG): Effects of pressure, temperature, gasification reactant supply rates and coal rank”, *Fuel*, 268, (2020)
- [46] Global Syngas Technology council, “Water Gas Shift”, <https://globalsyngas.org/syngas-technology/syngas-conditioning-purification/water-gas-shift/>, (2022)
- [47] Ryi, S. K., Han, J. Y., Kim, C. H., Lim, H. and Jung, H. Y., “Technical Trends of Hydrogen Production”, *Clean Technology*, 23(2), 121-132, (2017)
- [48] Kim, H., Byun, J. and Kim H., “Analysis of Water-Gas Shift Reaction Catalysts and System”, *한국가스학회 학술대회논문집*, 2006, 153-156, (2006)
- [49] Schumacher, N., Boisen, A., Dahl, S., Gokhale, A. A., Kandoim S., Grabow, L. C., Dumesic, J. A., Mavrikakis, M. and Chorkendorff, I., “Trends in low-temperature water – gas shift reactivity on transition metals”, *Journal of Catalysis*, 229(2), 265-275, (2005)
- [50] Kim, S. S. and Lee, M. G., “The status on the development of CO₂ capture and sequestration”, *한국원자력학회 2003 추계학술발표회 논문집*, (2003)
- [51] Kim, H. T., “Simulation of Solvent Absorption Process of CO₂ by Using Amine Solution”, *Ajou University*, 63, (2003)
- [52] Min, B. M., “Status of CO₂ Capturing Technologies in Post Combustion”, *KIC News*, 12(1), 15-29, (2009)
- [53] Yi, C. K., “Advances of Post-combustion Carbon Capture Technology by Dry Sorbent”, *Korean Chemical Engineering Research*, 48(2), 140-146, (2010)
- [54] Lee, J. B., Ryu, C. K., Eom, T. H. and Oh, J. M., “The Properties of High Attrition Resistant Sorbents for CO₂ Capture from Flue Gas”, *한국가스학회 학술대회논문집*, 131-136, (2005)
- [55] Ryu, J., Baek, J. J., Lee, J. B., Eom, T. H., Kim, J. W., Lee, K. and Ryu, C. K., “Warm gas cleanup of coal derived syngas using solid sorbent”, *한국가스학회 학술발표회 논문집*, 254-257, (2010)
- [56] Voldsund, M., Jordal, K., Ananthamman, R., “Hydrogen production with CO₂ capture”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(9), 4969-4992, (2016)
- [57] Heo, Y. J., Lee, J. H., Lee, J. W. and Park, S. J., “Recent Research and Developments of Solid Adsorbents for CO₂ Capture in Post-combustion”, *KIC News*, 21(4), 13-23, (2018)
- [58] Sanz, W., Mayr, M. and Jericha, H., “Thermodynamic and Economic Evaluation of an IGCC Plant Based on the Graz Cycle for CO₂ Capture”, *Proceedings of the ASME Turbo Expo 2010: Power for Land, Sea, and Air. Volume 3: Controls, Diagnostics and Instrumentation; Cycle Innovations; Marine*, 493-503, (2010)
- [59] Ko, M., Park, C. I. and Kim, H., “Modeling and Simulation of Gas Sweetening Process Using Amines”, *Journal of the Korean Institute of Gas*, 7(3), 7-12, (2003)
- [60] Park, S., “Theoretical Study on Optimal Condi-

- tions for Absorbent Regeneration in CO₂ Absorbent Process”, *Korean Chemical Engineering Research*, 50(6), 1002-1007, (2012)
- [61] Woo, D. S., Nam, S. C., Jeong, S. K. and Yoon, Y. I., “Simulation on CO₂ capture process using an Aqueous MEA solution”, *Journal of the Korea Academia-Industrial cooperation Society*, 13(1), 431-438, (2012)
- [62] Jung, J., Lim, Y., Jeong, Y. S., Lee, U., Yang S. and Han, C., “CO₂ Capture Process Using Aqueous Monoethanolamine(MEA): Reduction of Solvent Regeneration Energy by Flue gas Splitting”, *Korean Chemical Engineering Research*, 49(6), 764-768, (2011)
- [63] Park, S. J. and Lee, S. Y., “건식 흡착제를 이용한 CO₂ 포집기술”, *Journal of the KSME*, 53(6), 26-30, (2013)
- [64] LeValley, T. L., Richard, A. R. and Fan, M., “The progress in water gas shift and steam reforming hydrogen production technologies – A review”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 39, (2014)
- [65] Oh, S. K., Lee, S. G., Lee, J. S. and Ma, B. C., “A Study on the Safety Improvement of PSA System for Hydrogen Separation and Purification”, *Journal of the Korean Institute of Gas*, 26(1), 7-19, (2022)
- [66] Shin, J. E., Han S. H., Ha, S. Y. and Park, H. B., “The State of Art of Membrane Technologies for Carbon Dioxide Separation”, *KIC News*, 21(6), 2-16, (2018)
- [67] Bae, S. H., “서부발전, 태안 IGCC 내부역량 운영기술 고도화”, *Electric Power*, <http://www.epj.co.kr/news/articleView.html?idxno=24816>, (2020)
- [68] Lee, S. J., “IGFC기술 적용으로 수소경제사회 앞당길 수 있다”, *Gasnews*, <http://www.gasnews.com/news/articleView.html?idxno=91502>, (2020)
- [69] Gangwon Province, “세계최초 마이크로웨이브 플라즈마 발전소 완공”, http://www.provin.gangwon.kr/gw/portal/sub04_05_01?mode=readForm&boardCode=BDNEWS07&articleSeq=224565, (2021)
- [70] Breault, R. W., “Gasification Processes Old and New: A Basic Review of the Major Technologies”, *Energies*, 3(2), 216-240, (2010)
- [71] Global CCS Institute, “Large scale CCS Facilities Added October 2019”, <https://www.globalccsinstitute.com/large-scale-ccs-facilities-added-october-2019/>, (2019)
- [72] Xia, C., Ye, B., Jiang, J. and Shu, Y., “Prospect of near-zero-emission IGCC power plants to decarbonize coal-fired power generation in China: Implications from the GreenGen project”, *Journal of Cleaner Production*, 272, (2020)
- [73] Hydrogen Energy Supply Chain, “Supply Chain”, <https://www.hydrogenenergysupplychain.com/supply-chain/>, (2018)
- [74] NeuRizer, “NeuRizer Urea Project”, <https://neurizer.com.au/our-business/neurizer-urea-project/>, (2022)
- [75] Memon, A. A., Shaikh, S. A., Mahar, H., Uqaili, M., Hussain, S., Ashraf, T. and Palari, A., “Underground coal gasification and utilization of syngas in various fields: A review”, *Journal of Faculty of Engineering & Technology*, 23(1), 75-85, (2016)
- [76] National Energy Technology Laboratory, “Underground coal gasification”, <https://netl.doe.gov/research/Coal/energy-systems/gasification/gasification/underground>, (2022)
- [77] Xiao, Yuteng, Jihang Yin, Yifan Hu, Junzhe Wang, Hongsheng Yin and Honggang Qi., “Monitoring and Control in Underground Coal Gasification: Current Research Status and Future Perspective.”, *Sustainability*, (2019)