

수소생산 공정에서의 CO₂ 배출처 및 유효포집기술 분석

우경택^{*,**} · [†]김봉규^{*} · 소영석^{*} · 백문석^{**} · 박승수^{*,**} · 정혜진^{**}

*한국가스공사 가스연구원, **한국가스공사 전략재무처 CCUS애자일
(2023년 4월 25일 접수, 2023년 8월 25일 수정, 2023년 9월 5일 채택)

Analysis of CO₂ Emission and Effective CO₂ Capture Technology in the Hydrogen Production Process

Kyung Taek Woo^{*,**} · [†]Bonggyu Kim^{*} · Youngseok So^{*}

Munseok Baek^{**} · Seungsoo Park^{*,**} · Hyejin Jung^{**}

*KOGAS Research Institute, Ansan-si, Gyeonggi-do 15328, Korea

**CCUS Agile, KOGAS, Dong-gu, Daegu-si, 41062, Korea

(Received April 25, 2023; Revised August 25, 2023; Accepted September 5, 2023)

요약

급격한 산업화에 따른 에너지 사용량의 증가로 대기 중 이산화탄소(CO₂)의 농도가 증가하여 기후변화가 가속화되고 있다. 여기에 대응하기 위해 에너지 패러다임 전환이 필요하고, 그 일환으로 수소(H₂)가 주목받고 있다. 하지만 현재 대부분(95%)의 수소가 화석연료 기반의 추출수소로 생성되며, 많은 양의 CO₂를 배출하고 있다. 이를 그레이수소라 하는데 여기에 CO₂포집·이용·저장(CCUS)기술을 적용하여 CO₂ 배출량을 줄이면 블루수소가 된다. 상용 CO₂ 포집기술로는 습식법, 건식법, 분리막법이 있는데 각자 장단점을 가지고 있어 배가스 특성분석이 선행되어야 한다. 수소생산기지에서 배출되는 CO₂는 수분제거 시 20%를 상회하고 배출량은 중소규모로 분류되어 습식법 보다 분리막법의 적용이 유리할 것으로 판단된다. 또한, LNG 냉열을 사용할 수 있다면 분리막의 포집성능(선택도)이 향상되어 효율적인 CO₂ 포집 공정 구현이 가능하다. 본 연구에서는 수소생산기지에서 배출되는 배가스를 분석하고 여기에 적합한 CO₂ 포집기술에 대한 논의가 이뤄질 것이다.

Abstract - Energy consumption is increased by rapid industrialization. As a result, climate change is accelerating due to the increase in CO₂ concentration in the atmosphere. Therefore, a shift in the energy paradigm is required. Hydrogen is in the spotlight as a part of that. Currently 95% of hydrogen is fossil fuel-based reforming hydrogen which is accompanied by CO₂ emissions. This is called gray hydrogen, if the CO₂ is captured and emission of CO₂ is reduced, it can be converted into blue hydrogen. There are 3 technologies to capture CO₂: absorption, adsorption and membrane technology. In order to select CO₂ capture technology, the analysis of the exhaust gas should be carried out. The concentration of CO₂ in the flue gas from the hydrogen production process is higher than 20% if water is removed as well as the emission scale is classified as small and medium. So, the application of the membrane technology is more advantageous than the absorption. In addition, if LNG cold energy can be used for low temperature CO₂ capture system, the CO₂/N₂ selectivity of the membrane is higher than room temperature CO₂ capture and enabling an efficient CO₂ capture process. In this study, we will analyze the flue gas from hydrogen production process and discuss suitable CO₂ capture technology for it.

Key words : CO₂ capture technology, hydrogen production process, gas separation membrane

[†]Corresponding author: bgkim@kogas.or.kr

Copyright © 2023 by The Korean Institute of Gas

I. 서론

급격한 산업화로 인해 대기 중 온실가스의 농도가 증가하여 기후변화가 가속화되고 있다. 여기서 파생되는 이상고온, 폭우, 한파 등으로 사회·경제적 피해가 전 세계적으로 심각한 상황이다. 기후위기에 대응하고자 파리협정(‘15.12)을 채택하여 2050년에 탄소중립을 달성하여 지구의 온도상승을 1.5°C 이내로 억제하는데 동의하였다.

우리나라는 2030년 온실가스 감축목표(Nationally Determined Contribution, NDC, ‘15.06)를 수립하여 2030년 BAU(851MtCO₂) 대비 37%감축목표를 설정하였고 ‘20년 이후 새 감축목표(‘17년 배출실적 대비 24.4%)를 발표하였다. ‘2050 탄소중립 추진전략(안)’에 따르면 10대 과제에 에너지 전환 가속화가 포함됐고 이는 에너지 패러다임 전환(화석에너지에서 CO₂-free 그린에너지)이 필요하다는 것을 의미한다.

과학기술정보통신부에서 발표(‘21.09)한 ‘탄소중립 핵심기술 개발방향’에 따르면 2050 탄소중립을 견인해 나갈 수 있는 10대 핵심기술에 대한 구체적인 추진방향을 제시하였고 수소와 CCUS(Carbon Capture, Utilization and Sequestration)분야가 포함되었다.[2] CCUS는 탄소 다배출처에 적용해야하는데 대표적인 공정이 발전, 석유화학, 시멘트, 철강 등이 있고 천연가스 추출을 통한 수증기메탄개질 공정(SMR, Steam methane reforming)에서도 CO₂를 배출하고 있다. (Table 1 참조[1])

현재 생산되고 있는 수소의 95% 이상이 천연가스를 추출하여 수소를 생산하는 방식으로 가장 저렴하지만 CO₂가 배출되는 그레이수소이다. 여기서 발생하는 CO₂를 CCUS 기술과 접목하여 배출을 억제한다면 블루수소가 될 수 있다. 그린수소 제조기술인 수전해는 물을 전기분해하여 수소를 생산하는 방식으로 CO₂가 발생하지 않는 장점이 있으나 재생에너지의 활용과 경제성 등의 이유로 여전히 기술개발이 필요

하다. 따라서, 향후에도 CCUS를 이용한 블루수소가 주축을 이룰 것이고 생산의 지속적인 증가가 예상된다. ‘22년도 IEA 보고서에 따르면 2020년 수소생산 중 수전해 방식의 비중은 0.6%이지만 2030년에는 37.6%로 증가할 것으로 전망하였다. 또한 블루수소도 32.5%로 증가할 것으로 예상하였지만 24.9%의 그레이수소는 탄소제로(Net-zero)의 요구가 심화될수록 그레이수소에서 블루수소로 전환되는 비중이 높아질 것으로 전망하였다(Fig. 1 참조[3]). 블룸버그의 보고에 따르면 수소는 2050년 세계 최종 에너지 수요의 24% 증가할 것으로 예측했고 유럽의 경우 수소로 인해 연간 60억 톤의 온실가스를 감축할 것이라고 전망했다. 즉, 에너지 패러다임 전환과 CO₂-free 수소사회의 진입을 위해서는 CCUS 기술이 접목된 블루수소가 가교역할을 해야 한다고 할 수 있다.

그레이수소의 총 CO₂ 발생량은 10.92kgCO₂/kgH₂로 천연가스 채굴과정(2.18kgCO₂/kgH₂)과 SMR공정(8.74kgCO₂/kgH₂)을 합한 값이다. 총 CO₂ 배출량의 60% 이상을 제거해야 블루수소로 인정될 수 있어 전체 공정의 CO₂ 배출량은 4.37kgCO₂/kgH₂이하여야 한다. 채굴과정의 CO₂ 배출량을 수소생산과정에서 상쇄해야하기 때문에 SMR 공정에서의 블루수소 달성을 위한 조건은 CO₂ 제거율이 75% 이상이다(Fig. 2 참조[4]).

2018년 기준 전 세계 수소생산 규모는 약 7천만 톤이며 95%에 달하는 수소가 천연가스, 납사 등 화석연료로부터 생산되었다. 수소를 생산하는 대표적인 추출방법은 SMR, CDR(이산화탄소개질, Carbon dioxide reforming), POX(부분산화, Partial oxidation) 그리고 ATR(자열개질, Auto-thermal reforming)이 있다. SMR이 세계적으로 가장 경제적인 대량 수소 제조 방법이고 연간 7천만 톤의 수소 가운데 3/4를 해당기술로 수소를 생산하고 있다.[5] 현재 운영 중인 블루수소 생산 시설의 총 생산 능력은 4,140tH₂/day로 추산되고 SMR 방식은 2,400tH₂/day로 약 58%를 차지하고 있다.

Table 1. Analysis of major CO₂ emission sources[1]

산업군	세부항목	CO ₂ 농도(% , wet)	배가스 압력(kPa)
발전	천연가스 복합발전	3.8 - 4.6	상압
	석탄화력 발전	12.2 - 14.2	상압
석유화학	Steam 생산 및 cracking 공정	7.1 - 14.2	상압
시멘트	Kiln 배가스 및 pre-calciner	18 - 30	상압
철강	고온 용융로	24 - 28	상압
수소생산	SMR 공정	10 - 18	2,000 - 3,000

수소생산 공정에서의 CO₂ 배출처 및 유효포집기술 분석

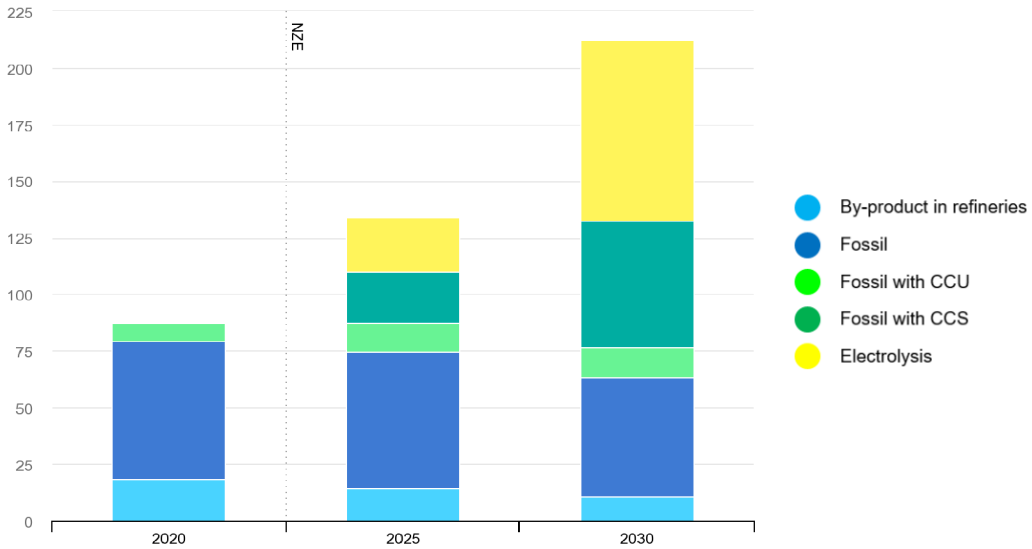


Fig. 1. Comparison of clean hydrogen production in 2020 and 2030[3]

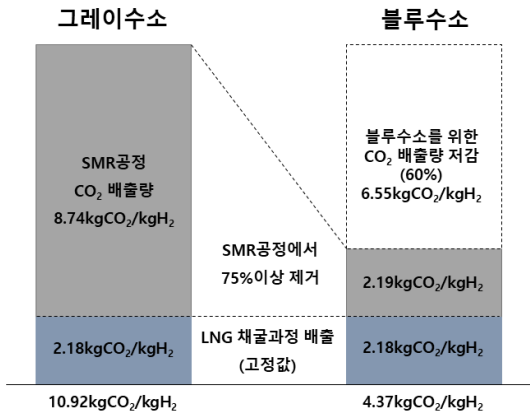


Fig. 2. CO₂ emission analysis to achieve blue hydrogen[4]

전 세계 주요 블루수소 생산 공정 CO₂ 포집설비는 Table 2와 같고[5] 대부분 북미에서 블루수소 생산 프로젝트가 진행되고 있다.

발전소의 경우 대표적인 프로젝트는 미국의 Petra Nova CCS와 캐나다의 Boundary Dam CCS 사업이며 사업내용은 아래와 같다[6].

1. Petra Nova CCS 사업

- 610MW 석탄화력 1기에 240MW 규모 flue gas 포집장비 설치
- 포집용량: 1.4MtCO₂/yr
- 포집된 CO₂는 원유회수증진 기법에 활용
- 2017년 상업운영 시작

2. Boundary Dam CCS 사업

- Boundary Dam 3호기(110MW) CCS 장비 설치

Table 2. Status of major overseas blue hydrogen production processes[5]

국가	프로젝트명	수소생산 용량 (tH ₂ /day)	CO ₂ 포집용량 (MtCO ₂ /yr)	운영시작 시기
미국	Enid fertiliser	200	0.7	1982
미국	Air products	500	1	2013
미국	PCS Nitrogen	N/A	0.2	2013
캐나다	Quest	900	1	2015
캐나다	ACTL-Nutrien	800	0.3	2020

- 전 세계 최초 석탄화력발전 CCS 사업
- 포집용량: 1.0MtCO₂/yr(배출량의 90%)
- 포집된 CO₂는 원유회수증진 기법에 활용
- 2014년 상업운영 시작

석탄화력 발전의 CCS 설비는 Mt급으로 대규모 실증설비이고 이것과 비교했을 때 블루수소 생산 공정의 CO₂ 설비규모는 상대적으로 작지만 운영시작 시기는 비슷하여 track record가 충분함을 알 수 있다.

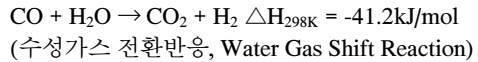
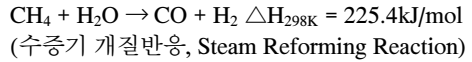
본 연구에서는 수소생산기지에서 블루수소를 생산하기 위한 SMR 공정흐름을 파악하여 CO₂가 발생하는 지점을 분석하고자 한다. 또한, 블루수소 생산을 위해 가장 유리한 CO₂ 배출처를 설정하고 그 조건에 적용하기 적합한 CO₂ 포집기술에 대해 논의하고자 한다.

II. 수소생산 공정 배가스 분석

2.1. 수소생산 공정 내 CO₂ 배출처 분석

천연가스(CH₄)를 수증기와 고온에서 반응시켜 수

소를 생산하는 방법을 SMR이라고 한다. 본 반응에서 생산된 부산물인 일산화탄소(CO)는 수증기(H₂O)와 반응을 거쳐 추가로 수소를 생산하는데, 이를 수성가스 전환반응(WGS, Water Gas Shift Reaction)이라고 한다. 해당공정의 block diagram(Fig. 3)과 반응식은 다음과 같다.



관련 논문(Y. Chen et al.[5], Fig. 3 참조)에 따르면 3가지 stream에 대한 공정압력, CO₂ 몰분율, 최대 CO₂ 포집율 등의 정보는 Table 3에서 정리하였다.

2.2. 수소생산 공정 내 CO₂ 포집위치 선정

Shifted syngas(①위치)는 WGS 후단의 가스로 기체압력이 높아 압력기반의 CO₂ 분리에 유리한 면이 있지만 후단의 PSA(Pressure Swing Adsorption)로 투

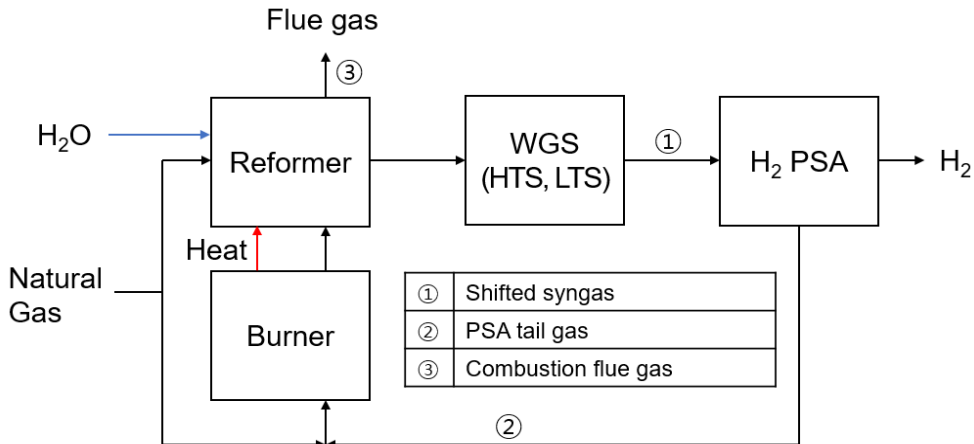


Fig. 3. Hydrogen production process block diagram.

Table 3. SMR process CO₂ capture point analysis

#	1	2	3
Process stream	Shifted syngas	H ₂ PSA tail gas	Combustion flue gas
공정압력	25bar	2bar	1bar(상압)
Gas components	H ₂ , CO ₂ , CO, CH ₄ , H ₂ O	H ₂ , CO ₂ , CO, CH ₄	N ₂ , CO ₂ , O ₂ , H ₂ O
CO ₂ 몰분율	16%	51%	21%(H ₂ O 제거)
최대 CO ₂ 포집율	55~67%	~54%	~90%

입되는 가스 유량의 변동성 때문에 시스템 불안정성을 야기할 우려가 있다. 또한 완전반응을 가정했을 때 수소의 농도가 80%를 차지해 CO₂의 분리가 어렵고 90% CO₂ 회수율을 가정했을 때 전체 CO₂ 배출량 대비 해당공정의 CO₂ 포집율은 55~67%에 불과하여 블루수소 달성이 힘들다. 서론에서 언급했듯이 블루수소를 달성하기 위해서는 SMR 공정에서 75% 이상의 포집율을 달성해야 한다.[4]

H₂ PSA tail gas(②위치)는 수소생산 공정의 CO₂ 포집 가능 point 중 CO₂의 농도가 가장 높지만 기체의 대부분이 CO₂와 수소로 이뤄져 있어 포집기술 선정이 제한적이다. Feed 압력이 2bar(g)에 불과해 PSA 구동에 필요한 압력으로 승압하기 위한 에너지 소비가 크며, 전체 CO₂ 배출량 대비 해당공정의 CO₂ 포집율은 54%로 가장 낮아 블루수소의 조건을 충족시키지 못한다.

Shifted syngas와 H₂ PSA tail gas 모두 PSA 기반의 CO₂ 포집이 이뤄져야 하는데 CO₂는 강흡착성 기체로 탈착에 많은 에너지가 소모되어 전체 공정의 에너지 효율성이 떨어지게 된다.

Combustion flue gas(③위치)는 압력이 3군데 배출처 가운데 가장 낮은 상압이고 CO₂ 농도도 21%로 낮아 포집조건이 가장 까다롭다. 하지만 공정의 최후단에 위치하여 시스템 안정성 측면에서 가장 유리하고 전체 배출되는 CO₂ 포집이 가능하기 때문에 블루수소 달성이 가능하다.

Shift syngas와 PSA tail gas 후단에 CO₂ 포집설비를 설치할 경우 50%대의 CO₂ 포집율을 보여 블루수소 기준에 충족하지 않아 combustion flue gas에 추가로 포집설비를 설치해야한다. 따라서, 가장 간결하고 효

율적인 방법은 공정의 최후단인 combustion flue gas 후단에 CO₂ 포집공정을 설치하여 배출되는 전체 배가스 내 CO₂를 포집하는 것이다. 해당 위치에 적용될 포집기술은 Table 4에서 정리하였다.

III. CO₂ 포집기술

CO₂ 포집기술은 크게 습식법, 건식법, 분리막법 등 3가지로 분류된다. CO₂ 포집기술 선정기준으로는 배출량, 농도, 압력, 온도 등 내부적인 요인과 포집단가, 소요부지, 유지보수, 주민수용성, 냉열사용여부 등 외부적인 요인으로 결정될 수 있다. 각 포집기술에 대한 정보는 Table 4와 같다.

3.1. CO₂ 포집기술에 따른 분류

(습식법) 흡수제로 충전된 흡수탑에 배가스를 투입하여 CO₂를 선택적으로 흡수하고 고온(100~140°C)에서 CO₂를 탈거 및 흡수제를 재생하는 것이다. 아민 계열의 물질을 사용하고 분자구조의 조절을 통해 고효율 흡수제 및 공정개발이 진행 중이다.[7]

(건식법) 고체흡수제로 충전된 흡수탑에 배가스를 투입하여 선택적으로 CO₂를 흡수하고 재생 유동층 반응기에서 CO₂탈착하는 방식이다. 흡수제는 알칼리 금속 중 주로 탄산칼륨(K₂CO₃)을 사용하며 흡수 및 재생 반응은 기체와 고체 간의 화학반응이다.[8]

(분리막법) 배가스를 분리막 모듈에 주입하여 각 기체의 분리막 투과특성에 따라 CO₂를 포집하는 방식이다. 기체분자의 분리막 투과속도 차이를 활용하는

Table 4. CO₂ capture technology comparison and analysis[10, 11]

	장점	단점
습식법	<ul style="list-style-type: none"> · 고순도 CO₂ 포집(99% 이상)에 유리 · 대용량 포집이 가능하여 대규모 가스전에 적용 중 · 상용화에 가장 근접한 기술 · 저농도 CO₂ 포집에 유리함 	<ul style="list-style-type: none"> · 부지면적이 가장 큼 · CO₂ 탈거를 위한 추가적인 열이 필요 · 흡수제 누출 및 흡수탑 높이에 따른 주변민원 발생 · 산소와 접촉 시 흡수제 산화문제
건식법	<ul style="list-style-type: none"> · CO₂ 포집공정 운전 시 운전온도 범위가 크고 폐수 발생이 없음 · 에너지 손실이 적음 · 부식성이 적음 	<ul style="list-style-type: none"> · CO₂ 포집공정 운영비(고압유지)가 큼 · 상용급 CO₂ 포집공정 개발 필요 · 유지보수가 어려움 · 고체흡수제 마모에 따른 주기적 교체 필요
분리막법	<ul style="list-style-type: none"> · 컴팩트한 시스템 구성 · ON/OFF 및 유지보수가 용이 · 환경 및 법률규제 없음 · 고농도 CO₂일수록 운전비용 낮아짐 · 냉열활용 시 선택도 향상과 포집효율 상승 	<ul style="list-style-type: none"> · 상대적으로 낮은 CO₂ 포집농도 및 회수율 · 저농도 feed CO₂의 경우 운전비용 높아짐 · 습식법과 비교하여 상대적으로 낮은 기술 성숙도

방식으로 고투과성 기체(H₂O, H₂, He, CO₂, H₂S, O₂)는 분리막을 통과하고 난투과성 기체(Ar, CO, N₂, CH₄)는 배출되는 원리이다.[9]

3.2. 수소생산기지의 CO₂ 포집기술 선정

Global CCS Institute의 분석[1]에 의하면 배가스 내 CO₂를 포집하는 기술로는 습식법과 분리막법이 TRL9로 가장 높다는 결론을 내렸다. 반면, 건식법은 Fig. 3의 ①과 같은 고압의 가스조건에서는 TRL9를 보이지만 앞서 언급한대로 시스템 불안정성 문제로 인해 적용이 어려워 보인다. 상압의 조건인 연소 후 배가스에서는 가압을 유지해야하기 때문에 운영비 측면에서 단점이 있으며 CO₂는 흡착이 잘 되는 만큼 탈착이 어려워 탈착에 많은 에너지가 소요된다. 따라서 CO₂ 포집기술은 건식법은 제외하고 습식법과 분리막법을 비교분석하였다.

(포집단가) 참고문헌(S Yun et al.[12])에 따르면 flue gas의 CO₂ 농도가 20% 이상일 경우 분리막의 포집단가가 습식법보다 낮다는 결론을 도출했다.

(소요부지) 습식공정은 흡수탑과 재생탑이 반드시 필요해 소요부지가 큰 반면 분리막 공정은 습식공정과 비교하여 1/6의 부지가 소요된다.[13]

(처리용량) 습식법은 대규모 배출처에 적용이 유리하고 배가스의 유량이 일정하게 공급된다면 공정의 배가스 스펙에 맞게 설계가 가능하다. 하지만 수소생산기와 같은 소규모 플랜트에는 습식법보다 분리막법의 적용이 유리하다.

(유지보수) 분리막법은 유지보수가 용이하고 모듈이 손상을 입었을 경우 손쉽게 탈부착이 가능하다. 반면, 습식법은 주기적인 흡수제를 보충해야하고 ON/OFF가 어려우며 정상상태 도달시간이 길어 유연한 운영이 어렵다.

(주민수용성) 흡수탑의 높이가 높아 고도제한의 이슈가 있고 흡수제 누출문제로 인해 민가주변의 설치가 어려워 대체기술로 분리막법이 주목받고 있다.

(냉열사용) 습식법은 고온의 열이 필요한 공정으로 열생산 공정이 필요하다. 분리막법은 냉열을 사용할 경우 분리성능(CO₂의 선택도)이 2~4배가량 향상되어 CO₂ 포집단가를 낮출 수 있다. 또한, CO₂ 포집공정 후단에 액화공정을 추가할 경우 냉열을 사용해야 하는데 액화공정 후 남은 냉열을 통해 CO₂ 포집공정에 적

용할 수 있다는 장점이 있다.[14]

수소생산기지는 대도시 주변에 위치하고 연소 후 배가스 내 CO₂의 농도는 21%이다. 배출규모는 화력발전과 비교하여 중소규모이고 대부분의 수소생산공정의 유틸리티가 넉넉하지 않다. LNG 냉열이 존재할 경우 CO₂ 포집과 액화공정을 효율적으로 구성할 수 있어 포집비용 절감이 가능하다. 분리막 상용급 공정은 해외에서는 MTR, Air Liquid, 국내에서는 (주)에어레인에서 연구개발 중이고 습식법을 대체하는 기술로서 수소생산기지 적용에 유리하다.[15] 다만, 대규모 CO₂ 배출처, 부지제한이 없는 경우, 주변 민가가 없는 경우에는 기술 성숙도가 높은 습식법이 유리하다.

IV. 결론

수소생산기지의 배출되는 CO₂는 3군데(Shift syngas, PSA tail gas, Combustion flue gas)가 있다. CO₂ 포집설비 위치를 선정하는데 있어서 1) 배가스 조건 2) 시스템 안정성 3) CO₂ 포집율 등 3가지 선정기준을 고려하였다. CO₂ 포집율의 경우 블루수소 조건에 충족하려면 SMR 공정에서 75% 이상의 CO₂를 포집해야 하는데 이를 충족할 수 있는 배출처는 combustion flue gas이다.

CO₂ 포집기술은 내부적인 요인(배출처의 온도, 압력, 유량, 조성 등)과 외부적인 요인(포집단가, 소요부지, 유지보수, 주민수용성, 냉열사용여부 등)에 의해 결정될 수 있다.

Combustion flue gas의 CO₂ 농도가 20% 이상이며 중소규모의 배출처로 분류되어 분리막법이 유리하다. 유지보수 및 주민수용성에 대해서도 습식법보다 분리막법이 유리한 조건이며, LNG 냉열이 존재할 경우 분리막의 CO₂ 포집효율(선택도)이 향상되어 포집단가를 낮출 수 있는 요인이 될 것이다.

감사의 글

본 연구는 한국가스공사 가스연구원에서 수행 중인 자체과제(과제명: LNG 냉열활용 수소생산기지 연계 CO₂ 포집 및 액화 통합공정 개발)와 한국가스공사 전략재무처 CCUS 애자일 활동에서 도출된 결과이다.

REFERENCES

- [1] H.L. David Kearns, Technology Readiness and Costs of CCS, Global CCS Institute, (2021)
- [2] 2050 탄소중립위원회, 2050 탄소중립 시나리오 초안, (2021)

- [3] IEA, Global hydrogen demand by production technology in the Net Zero Scenario, 2020-2030, (2022)
- [4] 윤여일, 블루수소 생산을 위한 CCUS 기술 연구 현황, 신소재경제, (2022)
- [5] KEEI, 세계 수소 수급 현황 및 미래 수소공급 잠재력 변화대응, (2021)
- [6] 오세종, 탄소포집, 이용 및 저장 기술(CCUS) 현황 및 문제점, SFOC ISSUE BRIEF Vol. 3, (2021)
- [7] 이인영, 전력분야 연소 후 습식 CO₂ 포집기술 및 동향, News & Information for Chemical Engineering, 32(1), (2021)
- [8] Y Chen et al., “Feasibility Study of Vacuum Pressure Swing Adsorption for CO₂ Capture From an SMR Hydrogen Plant: Comparison Between Synthesis Gas Capture and Tail Gas Capture”, *Frontiers in Chemical Engineering*, 3, 742963, (2021)
- [9] KT Woo, “Fabrication of thermally rearranged(TR) polybenzoxazole hollow fiber membranes with superior CO₂/N₂ separation performance”, *Journal of Membrane Science*, 490, 129-138, (2015)
- [10] Yi, C.K., “Advances of Post-combustion Carbon Capture Technology by Dry Sorbent”, *Korean Chem. Eng. Res.*, 48(2), (2010)
- [11] 정재진, 이산화탄소 포집저장배출원관리, 한국기업데이터, (2020)
- [12] Yun, S.K., Jang, M.G., Kim, J.K., “Techno-economic assessment and comparison of absorption and membrane CO₂ capture processes for iron and steel industry”, *Energy*, 229, 120778, (2021)
- [13] R W. Baker et al., Large Pilot Testing of the MTR Membrane Post-Combustion CO₂ Capture Process(DE-FE0031587; FOA1788), (2018)
- [14] Lee, S.H., Kim, J.K., “Process-integrated design of a sub-ambient membrane process for CO₂ removal from natural gas power plants”, *Applied Energy*, 260, 114255, (2020)
- [15] Karaszova, M., et al., “Post-combustion carbon capture by membrane separation, Review”, *Separation and Purification Technology*, 238, 116448, (2020)