

CO₂ 해상 지중저장을 위한 주입설비 설계 및 구축 연구

문흥만^{1*} · 김효준¹ · 신세진¹ · 이용일¹ · 권시현¹ · 권이균²

¹대성산업가스(주) 초저온연구소, ²공주대학교 지질환경과학과

Design and Construction Study of an Injection Facility for CO₂ Offshore Storage

Hung-Man Moon^{1*} · Hyo-Joon Kim¹ · Se-Jin Shin¹ · Yong-Il Lee¹ · Si-Hyun Kwon¹ · Yi-Kyun Kwon²

¹Daesung Cryogenic Research Institute, Daesung Industrial Gases Co. Ltd.

²Department of Geoenvironmental Sciences, Kongju National University

Abstract

Almost all countries of the world have recently made great efforts to reduce green-house gases to alleviate the global warming threatening human survival, because a huge amount of carbon dioxide as one of the main green-house gases has been emitted from the combustion processes of fossil fuels such as coal and oil. CO₂ capture and storage (CCS) technology is a representative method to diminish the green-house gases, and actively investigated by many countries. This study focuses on the design and construction of a high pressure CO₂ injection facility to store it to underground, which is the first CO₂ injection in Korea following the steps of the CO₂ capture from large CO₂ emission sources and transportation to the sea. Injection tests of CO₂ on the platform on the sea were carried out in Yeongil Bay of Pohang city in the early 2017. Thus, we were able to perceive the necessary operating conditions of the injection facility, injection characteristic, and knowhow of the injection facility. The results obtained from the injection test shall be utilized for facility upgrades and scale-ups.

Keywords: CO₂, Geological Storage, Injection Facility, CCS

초 록

지구온난화 문제가 인류 생존을 위협하는 중대한 이슈로 떠오르면서 세계 각국은 온실가스 감축에 적극 나서고 있다. 대표적 온실가스인 이산화탄소(CO₂)는 석탄, 석유와 같은 화석연료를 연소하는 과정에서 대량으로 방출되고 있다. CO₂를 포집하고 저장하는 CCS (CO₂ Capture & Storage) 기술은 온실가스 저감의 대표적 기술로 세계 각국에서 연구가 활발하게 진행되고 있다. 본 연구는 대규모 CO₂ 배출원에서 포집된 CO₂를 대상으로, 국내 최초로 해상에서 지중저장을 하기 위한 고압 주입설비의 설계 및 구축에 관한 연구다. 이를 위해 2017년초 CO₂ 지중 주입설비가 구축되었으며 포항시 영일만 해상 플랫폼에서 CO₂ 시험주입을 국내 최초로 성공하였다. 그 결과 해상주입을 위한 주입설비의 운전 요구조건과 CO₂ 주입 특성이 파악되었고 주입장치 운영에 관한 노하우도 얻게 되었다. 시험주입에서 얻어진 결과는 향후 장치개선과 scale-up에 활용될 예정이다.

주요어: CO₂, 지중저장, 주입설비, CCS

OPEN ACCESS

*Corresponding author: Hung-Man Moon
E-mail: moon@gastopia.co.kr

Received: 11 May, 2018

Revised: 5 June, 2018

Accepted: 8 June, 2018

© 2018 The Korean Society of Engineering Geology



This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

서론

이산화탄소(CO₂) 포집 및 저장(CO₂ Capture & Storage, 이하 CCS) 기술은 정부가 선정한 ‘10대 핵심 녹색기술’ 중 하나로써 온실가스 감축과 신성장 동력을 함께 도모할 수 있는 신기술로 주목받고 있다. 유럽이나 미국, 호주, 일본, 중국 등은 이미 CO₂ 지중저장 사이트를 건설하여 테스트를 진행해 오고 있으며 이에 대한 노하우를 축적하고 있다. 이에 반해 우리나라는 CCS 기술을 주로 포집(Capture) 위주로 개발해 왔기 때문에 저장(Storage) 분야는 상대적으로 기술개발이 늦어진 면이 있다. CO₂ 지중저장 기술은 단순해 보이지만 고려할 사항이 많고, 비용도 많이 들며 현장 경험이 중요한 기술이다. 아무리 훌륭한 CO₂ 포집기술이 개발되더라도 안전하고 효율적이며 검증된 저장방법이 제시되지 않으면 포집한 대량의 CO₂를 처리할 수 없다.

산업체에서 발생한 CO₂를 대기로부터 격리하기 위해 식물을 통한 고정화나 화합물 합성을 통해 재활용하는 CCU(CO₂ Capture & Utilization) 기술도 개발되고 있으나 그 처리량이 발생량에 비해 미미하다. 따라서 대량의 CO₂를 격리하기 위한 방법으로 지중저장 보다 더 좋고 효율적이며 현실성 있는 방법은 아직 보고되고 있지 않다.

CO₂ 지중저장은 기본적으로 지하 저장층이 확보된 상태에서 이루어지는데 주입장소에 따라 육상저장과 해상저장으로 구별할 수 있다. 우리나라와 같이 삼면이 바다로 둘러싸여 있으며 국토가 좁고 인구밀도가 높은 나라에서는 육상보다 해상이 유리하다.

본 연구에서는 해상에서 CO₂를 보다 효율적으로 지중에 주입하기 위해 주입설비를 어떤 개념으로 설계했으며, 어떤 단위가 사용되었고, 어떻게 장치전체를 구축했으며, 어떤 경로로 지하에 주입했는지에 대해 소개하려고 한다.

CO₂ 물성과 해상 주입설비의 특징

CO₂ 물성과 주의점

모든 물질은 온도와 압력 조건에 따라 고체, 액체, 기체로 상(phase)이 변한다. Fig. 1과 Table 1은 CO₂ 물성을 보이고 있다. CO₂는 상온, 상압에서 기체로 존재하지만 Triple point와 Critical point 사이에서는 압력의 증가와 함께 가스가 액체로 변하고, Triple point 이하의 압력에서는 온도 증가에 따라 고체가 기체로 변한다. 또 Critical point 이상의 압력, 온도에서

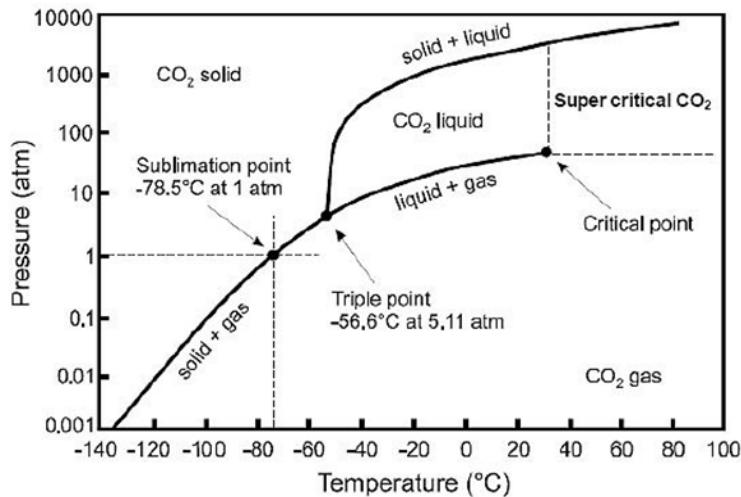


Fig. 1. CO₂ pressure-temperature diagram (Global CCS Institute 2017a).

는 초임계 상태가 되어 액체와 기체의 중간 성질을 갖는 유체가 된다.

Table 1. CO₂ physical property.

Contents	Physical property
Molecular weight	44.01 g/mol
Critical pressure	7.38 MPa
Critical temperature	31.1°C
Triple point pressure	0.52 MPa
Triple point temperature	-56.6°C
Gas density (at 0°C, 0.1 MPa)	1.98 kg/m ³
Liquid density (at 30°C, 7.2 MPa)	590 kg/m ³
(at -50°C, 0.68 MPa)	1,150 kg/m ³
Density (at critical point)	467 kg/m ³
Solid density (at freezing point)	1,562 kg/m ³

CO₂가 다른 가스와 구별되는 특징 중 하나는 상온 부근에 Critical point가 있고 Triple point도 상압보다 크게 높지 않아 작은 외부 환경 변화에도 기체, 액체, 고체의 3가지 상으로 쉽게 바뀐다는 것이다. 이 때문에 CO₂를 취급하는 공정을 설계할 때 온도와 압력에 따른 CO₂의 상변화를 면밀하게 검토하지 않으면 장치가 완성되어 가동될 때 여러 가지 트러블에 직면하게 된다.

CO₂ 지중저장에서 CO₂ 이송은 되도록 밀도는 크고 점성은 낮은 상태로 하는 것이 좋다. 일반적으로 유체의 이송에서 액체는 밀도는 크나 점성이 높아 배관에서 압력손실이 크고, 기체는 점성이 낮아 압력손실이 작으나 밀도가 낮아 이송 유량이 작다. 그러나 고온, 고압의 CO₂ 초임계 가스는 액체와 기체의 중간 성질을 갖고 있어서 지중저장을 위한 이송에 유리한 면이 있다. CO₂가 흐르는 주입공은 하부로 내려갈수록 지열에 의해 온도가 높아져 주입공 상부에서 액체로 주입하더라도 일정 깊이 이하에서는 초임계 가스로 상이 변한다. 초임계 가스는 온도에 따라 밀도가 민감하게 변하기 때문에 주입공 상부에서 하부에 이르는 전 구간의 CO₂의 거동을 파악하기 위해서는 구간별 정확한 온도 데이터의 확보가 중요하고 공정 설계 시 정밀한 물성계산이 요구된다.

CO₂ 해상 주입설비의 특징

CO₂를 지하 수백미터 이하의 지중으로 이송하기 위해서는 지상에서 CO₂를 고압으로 주입하는 주입설비가 필수적이다. 주입설비는 육상주입이나 해상주입의 위치에 관계없이 그 원리와 구조가 동일하다. 단지 해상은 육상과 달리 해수온도의 영향을 받기 때문에 설계와 운전에서 이에 대한 고려가 있어야 한다. 육상주입에서는 주입공 입구의 CO₂ 온도가 지표면을 통과하면서 크게 변하지 않으나 해상주입의 경우 해수층을 통과하기 때문에 해수온도에 영향을 많이 받는다. 동절기에는 해수온도가 0°C 부근까지 떨어지기 때문에 주입공 입구에서 온도를 높여서 주입해도 주입관이 해수층을 통과하면서 CO₂ 온도가 해수온도까지 떨어진다. 이 때문에 동절기 해상주입에서는 CO₂ hydrate가 생성되기 쉽다. 특히 초기 주입에서는 주입관 내부에 있는 지하수를 CO₂로 밀어서 하부로 보내야 하는데 이 과정에서 낮은 해수온도와 2 MPa 이상의 압력이 배관내에 가해지면 CO₂ hydrate가 형성되는 조건이 된다. 일단 주입관이 CO₂ hydrate로 인해 막히면 아무리 압력을 높여도 주입이 안 된다. 이 때문에 초기 주입에서는 CO₂ hydrate가 생기지 않도록 각별한 주의가 필요하고 이를 방지하기 위한 설비를 준비해야 한다. 이 외에 해상주입에서 고려할 사항은 CO₂의 해상수송, 해수와 해풍에 의한 장치부식, 강풍

에 의한 장치파손, 해상에서 작업하는 작업원의 안전, 장치가동에 필요한 전기와 물의 공급, 육상으로의 데이터 전송, 긴급 상황 발생에 대한 대책 등이 있다.

본 연구에서는 이러한 해상에서 유의할 조건을 모두 고려하여 CO₂ 주입설비 구축이 이루어졌다. 설계는 전체공정의 기본설계, 단위 기기류의 구성과 선정, 기기와 배관설계, 전기계장 및 제반설계의 순서로 진행되었다. 또한 모든 장치는 안전을 고려하여 고압가스안전관리법의 기준에 맞춰 설계 제작되었다.

소규모 해상 CO₂ 지중주입설비 설계 및 제작

소규모 CO₂ 주입설비 사양 결정

CO₂ 주입설비의 설계를 위해서는 다양한 인자들이 존재하나 우선적으로 결정되어야 할 사항으로 주입 유량과 압력, 온도가 있다. 이 중 주입 압력은 CO₂ 저장소 내 지질구조와 연관이 깊는데 지하 저장소의 지하수 및 저장지층으로 CO₂가 뚫고 들어갈 수 있는 최소 압력보다는 높아야 한다. 그리고 이와 동시에 저장소 덮개층의 파괴가 시작되는 압력보다는 낮아야 한다. 즉 이 두 가지 조건을 만족하는 최소 압력과 최대 압력 사이에서 주입 압력이 결정된다. 주입공 상부에서 주입된 CO₂는 하부로 이동하면서 CO₂ 자중에 의한 압력 변화, 지열에 따른 온도 변화가 생기고 이에 따라 밀도도 변한다. 주입공 상부의 CO₂ 주입 압력은 항상 주입공 하부의 CO₂ 상태를 염두에 두고 정하게 되는데 본 연구에서는 설계 단계에서 주입공 깊이를 850 m, 주입공 하부의 온도와 압력을 60°C, 9 MPa, 저장층 최대 허용압력(덮개층 파괴압력)을 15 MPa로 가정하고 시작했다. 그리고 이를 토대로 주입공 입구에서 CO₂의 최대 유량을 1,000 kg/h, 최고 압력을 12 MPa(계기압 기준), 최대 주입 온도를 40°C로 정해 설계에 반영했다.

소규모 CO₂ 주입설비 구축

제작한 주입설비는 영일만 해상 플랫폼에 설치하고 운영해야 하기 때문에 가장 문제가 되는 부분이 주입용 CO₂의 공급이다. 액화 CO₂를 배로 운송하여 플랫폼 위의 저장탱크로 옮기는 작업은 기상 상태의 영향을 많이 받는다. 바다의 특성상 급작스런 기상 악화로 파도가 높아지면 CO₂ 충전작업이 매우 위험해질 수 있다. 본 연구에서는 CO₂ 저장탱크를 해상 플랫폼에 설치하기 전에 미리 지상에서 CO₂를 가득 채워 놓은 후 옮겨와 설치하는 방식으로 이 문제를 해결했다. CO₂ 주입

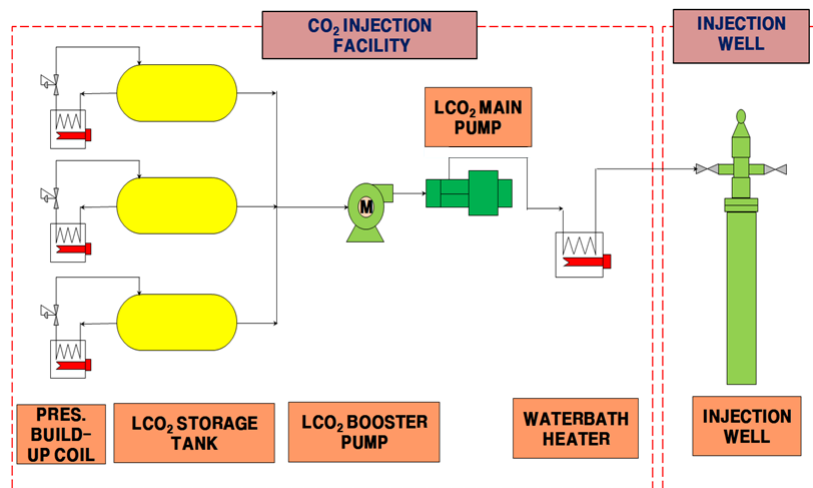


Fig. 2. Conceptual design of CO₂ injection facility.

은 액체, 기체, 초임계가스 등 여러 가지가 있으나 본 설비는 Critical point 부근의 초임계가스가 주입되도록 제작되었다. 본 연구를 위해 구축한 주입설비의 개념도는 Fig. 2와 같다.

CO₂ 주입설비의 주요 단위기기로는 LCO₂ Storage Tank, LCO₂ Booster Pump, LCO₂ Main Pump, Waterbath Heater가 있다. LCO₂ Storage Tank는 Perlite 진공단열 타입의 초저온탱크로 해상에서 바람의 영향을 적게 받도록 Horizontal 타입을 선정했으며 총 3대의 탱크가 설치됐다. LCO₂ Booster Pump는 CO₂ 이송 시 배관의 열손실로 인해 LCO₂ Main Pump에서 Cavitation 현상이 발생할 수 있어 이를 방지하기 위한 장치이다. Cavitation을 방지하기 위한 방법으로 배관의 CO₂를 냉각하여 온도를 낮추는 방법도 있으나 전력소모 및 유지보수의 편의성을 고려하여 Booster Pump로 가압하는 방식을 채택했다. LCO₂ Booster Pump는 가변형으로 Inverter에 의한 Motor 회전수 조절로 토출측 압력을 제어한다. LCO₂ Main Pump도 Inverter에 의한 Motor 회전수 조절로 토출측 압력을 제어하며 Triflex Plunger Type으로 선정하였다. CO₂ 가운을 위한 장치는 주입공 전단에 설치되었으며 간접가열식인 Waterbath 방식을 선정하였다. 이것은 히터를 통해 물을 가열한 후 더워진 물이 CO₂를 덥히는 방식으로 Ambient Heat Exchanger, Steam Vaporizer 등의 다른 승온 방식과 비교해 안정적 온도제어와 편리한 운영이 장점이다. 이 외에 초저온탱크 내의 압력을 일정하게 유지하기 위한 Pressure Build-up Coil과 Control 및 Monitoring을 위한 제어시스템이 장착되어 있다. Table 2는 사용된 주요 단위기기 목록이다.

Table 2. Composition of CO₂ injection facility equipment.

Equipment name	Q'ty	Abstract
LO ₂ Storage Tank	3Sets	Cryogenic tank for temporarily storing LCO ₂ transferred by tank lorry
LCO ₂ Booster Pump	1Set	Prevent a cavitation of LCO ₂ main pump by pressurizing and transferring the LCO ₂
LCO ₂ Main Pump	1Set	Transfer LCO ₂ to injection well by pressurizing to 5 ~ 12 MPa
Waterbath heater	1Set	Change to the supercritical phase's CO ₂ by heating LCO ₂ pressured to 8 ~ 12 MPa
Pressure build-up coil	3Sets	Maintain internal pressure of the LCO ₂ storage tank
Control/Measurement	1Lot	Process control and instrumentation

배관 설계

배관은 LCO₂ Main Pump를 기준으로 저압부와 고압부로 나누어 설계하였으며 설계압력은 각 구간의 최대 운전압력의 1.1배로 하여 안전성을 높였다. 설계 시 Waterbath Heater 이전 구간은 최대 운전온도를 30°C로 설정하였다. 또한 배관 크기와 재질은 일본 Nagaoka site (Kikuta et al., 2004)와 독일 Ketzin Site (Liebscher et al., 2013; Möller et al., 2014; Todorovic et al., 2014; Hennings et al., 2011; Fischer et al., 2014)의 사례를 참고했다. 그리고 유체의 유속 및 압력강하, 배관 수급, 유체의 성질에 따른 부식성, 운전기간 등을 고려해 설계했다.

배관 및 단위기기류 배치

배관 및 단위기기류의 설계와 배치 시 고려 사항은 다음과 같다.

- 고압가스안전관리법 준수
- 설치, 조작 및 유지보수가 용이
- 각 기기 고유의 운전 특성 파악

- 배관의 높이와 이격 거리는 밸브 조작 및 보온/보냉 작업이 용이
- 배관의 응력을 고려하여 Support를 설치
- 회전기기류는 진동에 유의

소규모 주입설비 운영시스템

운영과 감시 시스템으로 HMI(Human Machine Interface)을 포함한 Main Control System, Auto Start & Stop, Emergency Shut-down, Field Instrument, Platform 조명, CCTV, UPS 등이 있으며 해상 플랫폼 상의 모든 설비를 효율적으로 운영하기 위해 다음의 기준으로 설계되었다.

- 운영실에서 해상 플랫폼 상의 모든 운전, 운영 상황이 파악되어야 한다.
- 시설 운영에 중단이 발생하지 않아야 한다.
- 육상 해상 시설 간 원활한 통신이 이루어져야 한다.
- 유지 관리상의 기술적인 변경이 최소화 될 수 있도록 하여 관리자의 유지 관리 어려움이 적어야 한다.
- 최신 기술이 적용된 설비를 도입한다.

CO₂ 주입설비의 운전은 운영실에서 하며 HMI에서 운전원의 조작으로 PLC를 통해 제어된다. HMI는 Process의 감시 및 제어기능, Graphic 화면에 의한 Process Data의 감시, Parameter 설정 및 제어값 출력, 공정 운영에 따른 Alarm 및 Message의 감시 및 처리기능을 구비하였다. 공정변수의 설정이 설비의 가동 중에도 가능하게 하였으며 Trend, Trip, Event, 가동시간 등 성능 및 문제점 파악을 위한 기록 기능과 Auto Start/Stop 기능을 포함하였다. CO₂ 주입설비의 운전에서는 이상 압력 및 온도 상승 등에 따라 Interlock 상황이나 내외부 요인들에 의해 Emergency 상황이 발생할 수 있다. 이에 대한 대비책으로 주입설비 이상 발생 시 설비가 자동 정지하는 Alarm/Interlock System과 위급 상황 발생 시 장치를 강제적으로 정지하는 Emergency Stop System이 포함되어 있다.

소규모 주입설비 구축

해상 플랫폼은 크게 3구역으로 구분되는데 운영동, CO₂ 주입설비동, 부대설비동으로 나뉘며 운영동은 CO₂ 주입설비의 운전과 모니터링을 실시할 제어실과 창고, 세면실로 구분되어 있다. CO₂ 주입설비와의 이격거리는 4 m이다. LCO₂ Storage Tank 내 압력유지를 위한 Pressure Build-up Coil은 Tank에 최대한 가까이 설치되었다. LCO₂ Booster Pump 또한 액체 CO₂를 원활하게 공급받아야 함에 따라 LCO₂ Tank 반경 3 m 이내에 설치하였다. Pressure Build-up Coil과 LCO₂ Storage Tank를 제외한 단위기기류는 Skid 위에 설치되었으며 LCO₂ Main Pump는 진동을 감안하여 별도의 Skid로 분리하였다. 배관은 조작의 편의성 등을 고려하여 배치하였으며 Skid 내 배관은 조업자의 통행에 불편이 없도록 했고 밸브류의 조작에도 어려움이 없도록 하였다. 모든 설비는 해상 운송과 해상 조립을 염두에 두어 육상에서 Skid 단위로 조립했고 해상 플랫폼으로 이송한 후에는 연결배관 공사만으로 완결되도록 했다. 이 외의 부대시설로는 발전기, 경유탱크, 물탱크, 크레인 등이 있다.

해상 플랫폼의 모든 설비 전원은 발전기(350 KW, 60 Hz)로 공급하며 주입설비의 결선작업 시 모든 전선은 Tray 작업을 하여 운전원의 이동 또는 유지 보수작업 중 간섭으로부터 보호하였다. HMI, Panel류 등 주입설비의 조작 장치는 운영실에 설치하여 주입설비의 모든 동작이 HMI로 조작 가능하도록 하였고 CCTV로 주입설비 전 구역을 감시할 수 있도록 하였다. 원격통신 시스템을 구축하여 육상 감시소에서 해상 플랫폼의 주입설비를 조작, 감시가 가능하도록 하였다. 또한

주입설비 및 운전 설비에 접지연결 작업을 하여 감전 등의 전기사고에 대비하였으며 해상 플랫폼 상부에 피뢰침을 설치하여 낙뢰 등에 대비하였다. Figs. 3, 4에 CO₂ 지중주입 설비와 HMI를 나타내었다.



〈LCO₂ storage tank〉



〈LCO₂ booster pump〉



〈LCO₂ main pump〉



〈Waterbath heater〉



〈CO₂ injection facility〉



〈Platform〉

Fig. 3. CO₂ injection facility.

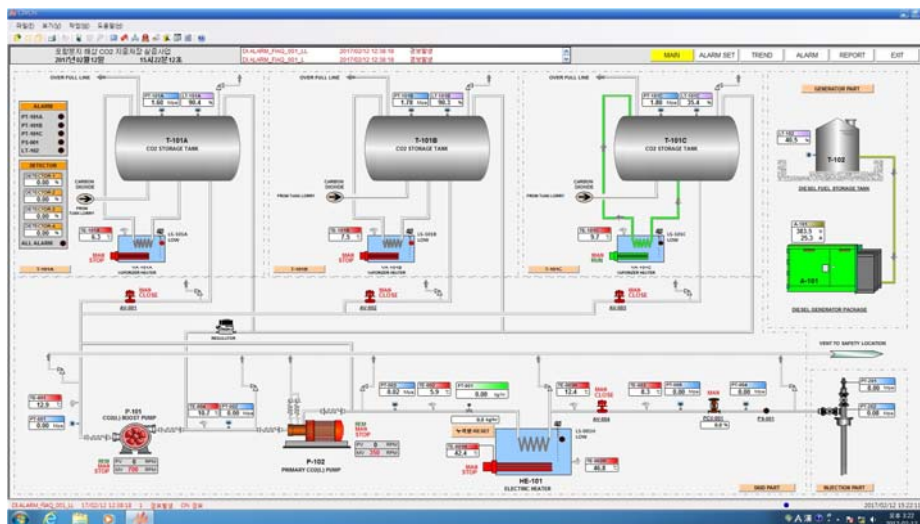


Fig. 4. The main HMI of CO₂ injection facility.

소규모 주입설비 운영

주입용 CO₂는 LCO₂ Storage Tank에서 -20°C, 2.0 MPa의 액체 상태로 저장된 후 장치가 가동되면 배관을 통해 LCO₂ Booster Pump로 유입된다. LCO₂ Booster Pump에서는 압력을 2.1~2.5 MPa로 승압하여 LCO₂ Main Pump에 공급한다. LCO₂ Main Pump에서는 액체 CO₂를 초임계 압력인 7.38 MPa 부근까지 가압하여 Waterbath Heater로 보낸다. 여기에서 온수의 온도를 조절하여 32~40°C의 초임계 상태로 만든 후 주입관을 통해 지중으로 주입한다. Fig. 5는 CO₂의 주입경로를 압력(P)-엔탈피(H) 선도로 표현한 것이다.

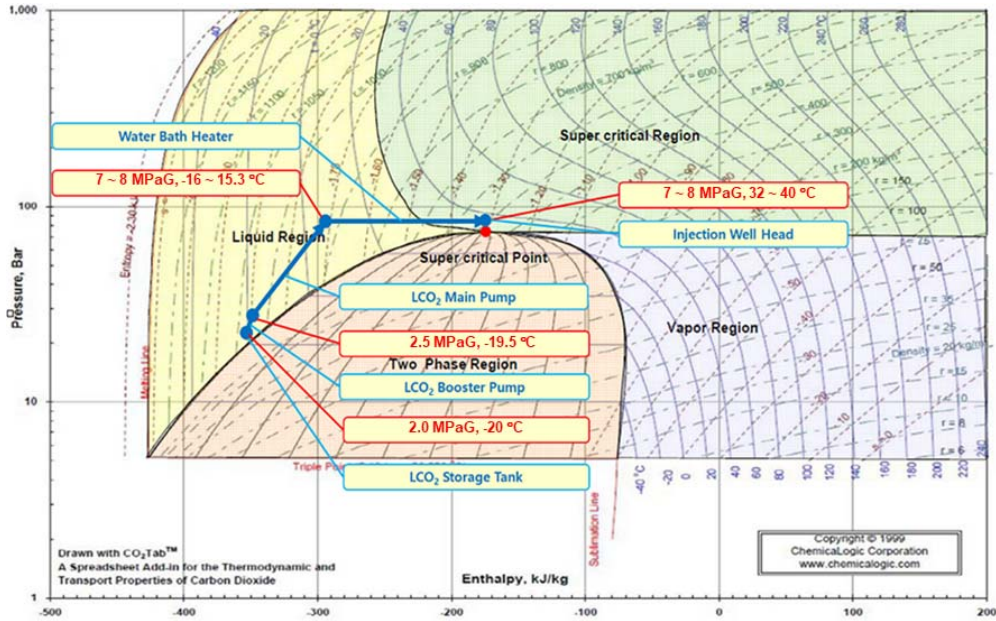


Fig. 5. CO₂ Injection path in pressure-enthalpy diagram.

결론

본 연구를 통해 소규모 해상 CO₂ 주입설비를 설계, 제작하여 포항 영일만 해상 플랫폼 상에 구축하였으며 CO₂를 해상에서 지중에 주입하는 실증을 국내 최초로 완료하였다. 주요 설비로 LCO₂ Storage Tank, LCO₂ Booster Pump, LCO₂ Main Pump, Waterbath Heater, Control & Monitoring System 등이 있으며 시간당 1,000 kg의 CO₂를 지중에 주입할 수 있다. LCO₂ Booster Pump를 이용하여 LCO₂ Main Pump Cavitation을 방지할 수 있게 하였으며 LCO₂ Main Pump는 Inverter를 이용한 Motor 회전수 조절로 CO₂ 주입 압력 조절이 가능하게 하였다. 단위기기류는 PLC 및 HMI를 이용하여 제어되고 운전 상의 모든 데이터는 PC에 저장된다. 소규모 CO₂ 주입설비 구축은 CO₂ 주입 실증이 국내에서는 처음인 점과 제한된 양의 CO₂를 이용하여 주입에 성공해야 하는 점에서 설계에서 제작, 설치, 운전에 이르기까지 전 과정에 걸쳐 신중하게 진행되었다. 그 결과 주입이 성공적으로 완료되면서 많은 데이터와 경험을 얻게 되었다. 그리고 이러한 과정을 통해 얻어진 자료를 토대로 중규모 CO₂ 주입 실증을 위한 개념 설계를 진행하고 있다.

사사

본 연구는 2016년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20162010201980).

References

- Liebscher, A., Moller, F., Bannach, A., Kohler, S., Wiebach, J., Schmidt-Hattenberger, C., Weiner, M., Pretschner, C., Ebert, K., Zemke, J., 2013, Injection operation and operational pressure-temperature monitoring at the CO₂ storage pilot site Ketzin, Germany—esign, results, recommendations, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 15, 163-173.
- Möller, F., Liebscher, A., Martens, S., 2014, Injection of CO₂ at ambient temperature conditions—Pressure and temperature results of the “old injection” experiment at the Ketzin pilot site, *Energy Procedia*, 63, 6289-6297.
- Global CCS Institute, 2017a, Knowledge sharing report. CO₂ liquid logistics shipping concept (LLSC): overall supply chain optimization, Retrieved from <http://hub.globalccsinstitute.com/publications/co2-liquid-logistics-shipping-concept-llsc-overall-supply-chain-optimization/53-co2>
- Global CCS Institute, 2017b, CO₂ liquid logistics shipping concept (LLSC): overall supply chain optimization, Retrieved from <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/co2-liquid-logistics-shipping-concept-llsc-%E2%80%93-business-model-report/appendix-1-co2>
- Todorovic, J., Torsæter, M., Opedal, N., Wiese B., Martens S., 2014, Characterization of CO₂ Pipeline Material from the Ketzin Pilot Site, *Energy Procedia*, 63, 2610-2621.
- Hennings, J., Liebscher, A., Bannach, A., Brandt, W., Hurter, S., Köhler, S., Möller, F., CO₂SINK Group, 2011, *P-T*-and two-phase fluid conditions with inverted density profile in observation wells at the CO₂ storage site at Ketzin (Germany), *Energy Procedia*, 4, 6085-6090.
- Kikuta, K., Hongo, S., Tanase, D., Ohsumi, T., 2004, Field test of CO₂ injection in Nagaoka, Japan, *Greenhouse Gas Control Technologies*, 7, 1367-1372.
- Fischer, S., Szizybalski, A., Zimmer, M., Kujawa, C., Plessen, B., Liebscher, A., Moeller, F., 2014, N₂-CO₂ co-injection field test at the Ketzin pilot CO₂ storage site, *Energy Procedia*, 63, 2848-2854.