

수소 액화 기술

박성제, 홍용주, 엄한길, 고준석, 김효봉, 고득용
한국기계연구원 그린환경에너지기계연구본부

1. 서론

수소는 2차 에너지원으로써 에너지 발생시의 환경오염이 적고, 수송 및 저장이 가능하다는 등 많은 장점을 가지고 있다. 그리고 수소는 미래의 수송수단의 중요한 에너지원으로써 1980년 이후 특히 2000년부터는 많은 연구가 이루어지고 있다. 또한 최근에 고체고분자형 연료전지(fuel cell)의 실용화가 급속히 진전되어 수소에너지의 중요성이 재인식되고 있다. 특히 화석연료의 연소에 의해 배출되는 이산화탄소, 이산화황 등이 온실효과와 산성비 등의 환경오염의 원인이 되어 1997년 12월 주요선진국들은 2012년까지 이산화탄소 배출량을 1990년 대비 EU 회원국은 8%, 미국은 7%, 일본은 6%를 삭감할 것을 내용으로 교토의정서를 채택하였고, 이에 부응하기 위해 탄소기반의 에너지 시스템으로부터 지속가능한 에너지원으로서의 전환을 위한 노력이 경주되고 있다.

또한 수소에너지는 1973년 석유파동을 거치면서 미국, 유럽, 일본 등에서 지속적으로 관심이 증대되어 왔으며, 석탄, 원자력, 신재생에너지 등 다양한 자원으로부터 생산이 가능하여 최근 천연가스 시장에서의 지역편재성으로 인한 수급 불균형 발생 등으로 인한 에너지 안보의 불확실성을 극복할 수 있어, 향후 막대한 에너지 기술시장의 확보를 위해 미국, 일본 등 선진국에서는 막대한 자원을 투입하여 연구개발을 지속적으로 진행하고 있다.

최근에는 풍력, 태양열 등의 신재생에너지를 이용한 물의 전기분해에 의한 수소의 생산, 수송 등의 광역수소에너지네트워크의 구축을 통해 청정에너지의 고밀도에너지로의 전환 및 경제성 제고 측면에서도 수소가 부각되고 있으며, 초전도 전력송전과 결합한 복합 수소분배에 대한 검토도 이루어지고 있다.⁽¹⁾

2003년 미국 부시대통령은 장래에너지원을 수소로 변환, 저장, 이송하여 연료전지 등을 통해 전력생산을 하고 수송에너지로 사용되는 수소 이니셔티브를 제시한 바 있다. 수소 이니셔티브에서는 2015년까지 본격투자에 앞선 핵심기술의 개발 및 휴대, 가정, 상업, 수송용 시스템의 상용화 및 정부 주도의 인프라 투자, 2035년까지 발전 및 수송용 시스템의 상용화와 관련 인프라의 상업적 운영을 통한 수소경제의 실현을 제시한 바 있다.

우리나라도 지난 2005년 수소경제 마스터플랜을 수립하여 2040년까지 최종 소비에너지 중 수소에너지의 비중을 15%, 연료전지 산업의 국내총생산(GDP) 비중을 5%까지 높이겠다는 수소경제 장기비전을 제시한 바 있다.

또한 수소·연료전지 자동차에 에너지를 공급하는 수소스테이션의 상용화를 위한 실증을 위해 현재 현대자동차, GS 칼텍스, SK에너지, 한국가스공사, 한국에너지기술연구원 등에 총 7기의 수소스테이션을 운용중에 있다.

수소에너지의 활성화는 수소의 생산, 저장, 이송과 분배 등의 기반 기술의 동반 확보를 통해 이끌 수 있다.

수소 시장은 크게 대용량의 중앙공급방식의 수요와 소용량의 분산공급방식의 수요로 나눌 수 있다.

소용량의 분산공급방식의 수요에 대해서는 수소생산과 저장 및 분배가 주요 비용으로 간주된다. 소용량 분산공급방식에서 저장 및 분배에서의 비용이 대용량의 중앙공급방식에 비해 비용이 낮더라도, 생산 비용이 높기 때문에 대용량의 중앙공급방식에서 수소의 대용량 저장 및 이송 비용이 낮아진다면, 소용량의 분산공급방식에서는 수소생산 비용을 지금보다 훨씬 낮추어야 한다. 대체로 수소에너지 비용은 수소의 이송과 저장 비용에 의해 결정되므로 고밀도 저장, 이송이 가능

한 액체수소 생산기술에 대한 중요성이 크게 대두되고 있다.

이에 따라 수소 경제를 활성화하기 위해서는 좀 더 높은 효율의 액체수소 생산기술의 개발이 선행되어야 한다. 2000년 이후 부터는 기존의 수소액화플랜트의 효율을 40 - 50% 이상으로 향상시키는 연구가 많이 진행되고 있다.

본 원고에서는 수소 생산, 저장, 이송에 대한 기술현황을 개괄하고, 수소액화기술의 기술개발 현황 및 기술 개발 방향을 제시하고자 한다.

2. 액체 수소

액체수소(LH₂)는 네온, 헬륨과 더불어 끓는 점이 매우 낮은 가스(-252.8℃)인 무색, 무향의 액체로, 액체로 저장되었을 때 상온의 기체수소(GH₂)에 비해 865배의 저장밀도를 가지며, 고압수소가스(350기압)에 비해서도 2.8배의 높은 에너지 함량을 보유하고 있어, 액체수소는 대량 수송에 적합하여 고압수소가스와 더불어 수소를 생산지에서 에너지 다소비지역으로 경제적으로 저장 및 공급할 수 있는 에너지매체로 각광받고 있다.

수소는 현재까지 주로 로켓엔진, 수소자동차, 잠수함 등의 내연기관의 연료, 연료전지 등에 활용되고 있다. 수소를 액화하는 기술은 크게 수소의 온도를 액체온도인 -252.8℃까지 냉각하는 기술, ortho 수소(o-H₂)를 para 수소(p-H₂)로 변환하는 기술, 수소를 정제하는 기술로 크게 구분할 수 있다.

질소, 아르곤 등의 일반적인 가스는 고압으로 압축한 후 줄뚝슨 팽창을 시키면 온도가 감소하여 액체를 생성할 수 있으나, 수소, 헬륨 등의 특수한 가스는 상온에서 줄뚝슨 팽창을 하면 반대로 온도가 상승하는 경향을 나타낸다. 이와 같이 상온보다 역전온도(inversion temperature)가 낮은 가스를 줄뚝슨 팽창을 통해 액체로 변환하기 위해서는 역전온도 이하로의 예냉(pre-cooling)이 요구된다(Fig. 1, Table 1). 25 기압으로 압축된 수소의 경우 역전온도는 약 192 K이며, 수소를 액화시키기 위해서는 상온의 수소를 1520.5 kJ/kg 이상의 열교환을 통해 192 K 이하로 예냉한 후 줄뚝슨 팽창을 수행하여야 한다.

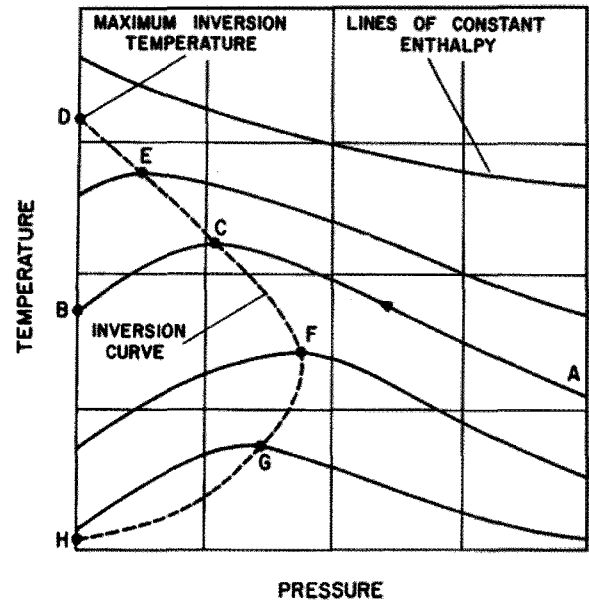


Fig. 1. Isenthalpic expansion of a real gas.

Table 1. Maximum inversion temperature.

Gas	Maximum Inversion Temperature	
	K	°R
Helium-4	45	81
Hydrogen	205	369
Neon	250	450
Nitrogen	621	1118
Air	603	1085
Carbon monoxide	652	1174
Argon	794	1429
Oxygen	761	1370
Methane	939	1690
Carbon dioxide	1500	2700
Ammonia	1994	3590

2원자 분자인 수소는 o-H₂와 p-H₂ 수소로 구분되며, 수소분자의 두원자의 스핀이 같은 방향이면 o-H₂, 반대방향이면 p-H₂ 수소로 구분된다. 상온의 수소는 평형상태에서 25%의 p-H₂, 75%의 o-H₂로 구성되나, 끓는점(20K)에서는 평형상태에서 99.8%의 p-H₂로 구성된다. o-H₂가 p-H₂로 변화하는 과정은 670 kJ/kg의 열이 발생하는 전환속도가 느린 발열과정으로, 이때 발생하는 열은 증발잠열(448.7 kJ/kg)보다 커 액화를 통해 얻은 액체수소 증발의 원인으로 작용하기 때문에 안정상태의 액체수소를 얻기 위해서는 액

화공정 중에 o-H₂를 p-H₂로 변환하는 수소 변환을 수행하여야 한다. 액화된 액체수소는 주위로부터의 열침입을 최소화하기 위한 위해 2중구조로 내부용기와 외부용기 사이가 단열된 저장용기에 저장되어야 한다.

3. 수소 생산, 저장 및 이송 기술

3.1. 수소 생산

수소는 1차 연료가 아닌 고품질의 2차 에너지원이기 때문에 열 또는 전기에너지로부터 생산되며(Fig. 2), 다양한 화석연료 및 재생에너지원으로부터 만들어진다.

오늘날 50% 이상의 수소가 스팀메탄 개질로부터 생산되고 있으며, 지속 가능한 수소 생산을 위해서는 대체 수소 생산 기술이 개발되어야 한다(Table 2). 수소생산기술별 최저비용은 Table 3에 나타내었다.

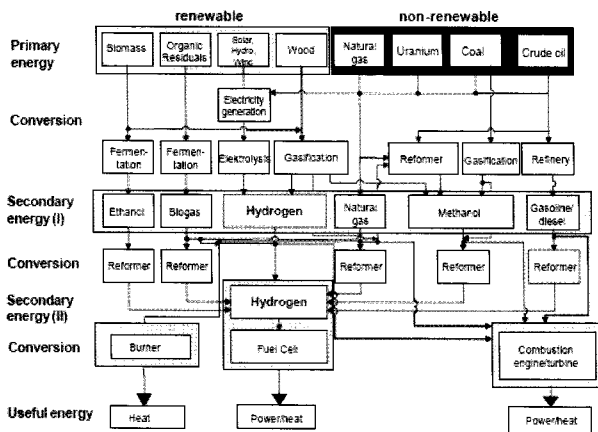


Fig. 2. Hydrogen production paths⁽⁵⁾.

Table 2. Hydrogen production processes addressed⁽⁵⁾.

Feedstock	Production process
Electricity	Electrolysis - Alkaline electrolyser - Membrane electrolyser (PEM) - High temperature electrolyser (Solid Oxide Electrolyser Cell)
Natural gas	Steam methane reforming Pyrolysis (Kvaerner process)
Heavy fuel oil	Solar methane reforming
Coal	Partial oxidation Gasification - Gasification + Pressure Swing Adsorption (PSA) - Gasification + Pressure Swing Adsorption + CO ₂ -capture - Gasification + Hydrogen Separation Membrane Reactor (HSMR) + CO ₂ -capture
Biomass	Gasification Pyrolysis
Others	Photoelectrochemical water splitting Photobiological hydrogen production Thermochemical cycles

Table 3. Floor cost estimates for hydrogen production options⁽⁵⁾.

	€/kW _{H₂}
Electrolyser	
- small scale on-site	480
- large scale	380
Steam methane reforming	
- small scale	490
- large scale	240
- Solar methane reforming	280
Heavy oil partial oxidation	360
Coal gasification	670
Biomass gasification	675
Bio oil reforming (from Pyrolysis)	400

3.2. 수소 저장

연료와 에너지 저장방식에 따른 체적별 에너지밀도와 중량별 에너지밀도를 Fig. 3에 나타내었다. 수소에너지는 메탄이나 가솔린 등에 비해 체적별 에너지밀도는 낮지만, 중량별 에너지밀도는 매우 높으며, 액체수소는 고압수소에 비해 체적별 에너지밀도가 높다.

수소 저장기술은 크게 액체수소 저장기술, 금속수소화물 저장기술 및 고압수소 저장기술로 나눌 수 있다.

액체수소 저장기술에서 수소액화 과정은 복잡하고 대량의 에너지가 소비되는 과정이다. 이론적으로 수소를 298 K(25°C)로부터 20.3 K(-252.8°C)까지 냉각하고 응축하기 위해 필요한 에너지는 14.2 MJ/kg이다. 수소액화 과정은 수소를 매우 낮은 온도로 냉각하고, Joule Thomson 팽창 또는 극저온 팽창 터빈을 통해 극저온으로 냉각하는 기술이다.

또한 normal hydrogen (75% o-H₂, 25% p-H₂)을 para hydrogen(p-H₂ 수소, 99.8%)으로 변환하는 과정이 매우 중요하다. 변환 에너지는 액체수소의 증발에너지보다 높아서 액체수소 저장조에서 수소를 증발시키기 때문에 ortho-para 변환을 위한 촉매가 필요하다.

액체수소 저장을 위한 저장탱크는 극저온에서 견딜 수 있는 오스테나이트 또는 합금강과 비금속 재질을 주로 사용한다. 저장탱크에서 온도가 증가하면 수소는 증발하여 탱크내 압력이 올라가며, 이러한 현상을 boil-off라고 한다. 액체수소 저장탱크는 탱크내에서의 고압을 피하기 위해 일반적으로 open system으로 설계되고, boil-off 를 최소화하기 위해 진공단열, 증기 냉각 복사 쉴드

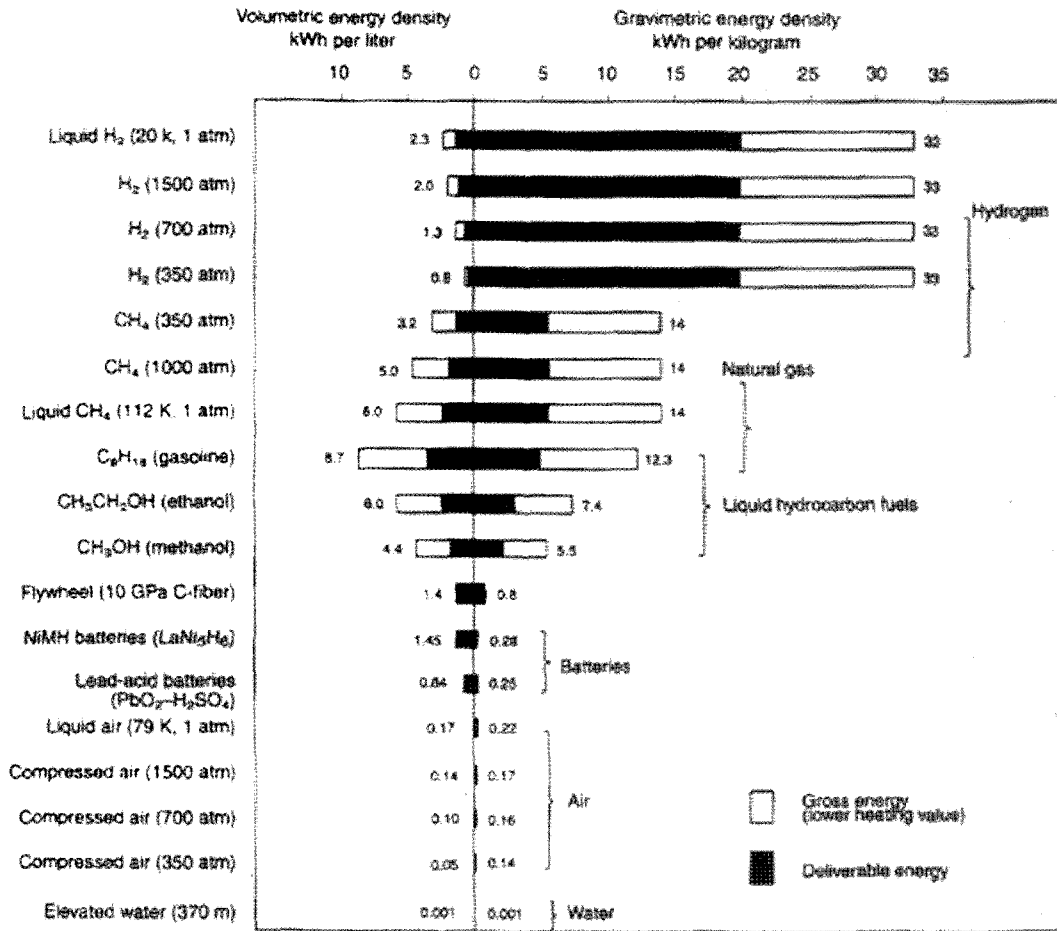


Fig. 3. Theoretical intrinsic gravimetric and volumetric energy densities of fuels(Encyclopedia of Energy)⁽⁶⁾.

와 다층단열(multi-layer insulation) 기술 등이 적용된다. 기본적인 극저온 액체수소 저장탱크의 개략도를 Fig. 4에 나타내었다.

또한 수소는 높은 온도에서 금속과 합금과 함께 수소화물(hydrides)을 형성한다. 이러한 기술을 이용한 수소저장방법이 금속수소화물 저장방법이다. 이 반응은 일반적으로 아래와 같은 발열반응이다.



수소원자는 금속격자의 결합부분과 같은 틈새에 포획되며, 수소의 흡착은 격자의 크기를 증가시키기 때문에 금속 입자의 손상을 막기 위하여 주로 분말형태의 금속으로 사용된다.

또한 제올라이트(Zeolite), 유리구슬(glass spheres)과 같은 비금속 흡착체와 메탄올(CH₃OH), 암모니아(NH₃)와 메틸시클로헥산(CH₃C₆H₁₂)과 같이 화학적인 저장방법을 사용하기도 한다.

수소는 액체수소저장탱크와 달리 고압수소의 형태로 저장되기도 한다. 고압수소 저장에 맞게 tube 형태의 고압탱크로 제작된다. 고압수소 Tube 탱크벽의 두께는 탱크의 체적에 비례하기 때문에 tube 탱크의 크기는 재료의 특성에 의해 결정된다. 오늘날 가장

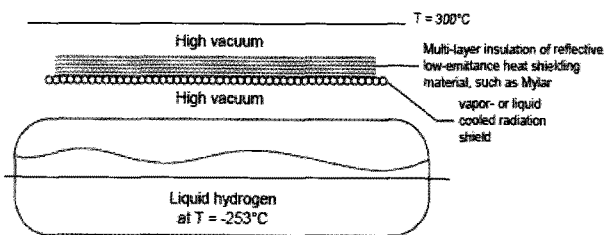


Fig. 4. Sketch of the insulation of a cryogenic tank for liquid hydrogens⁽⁵⁾.

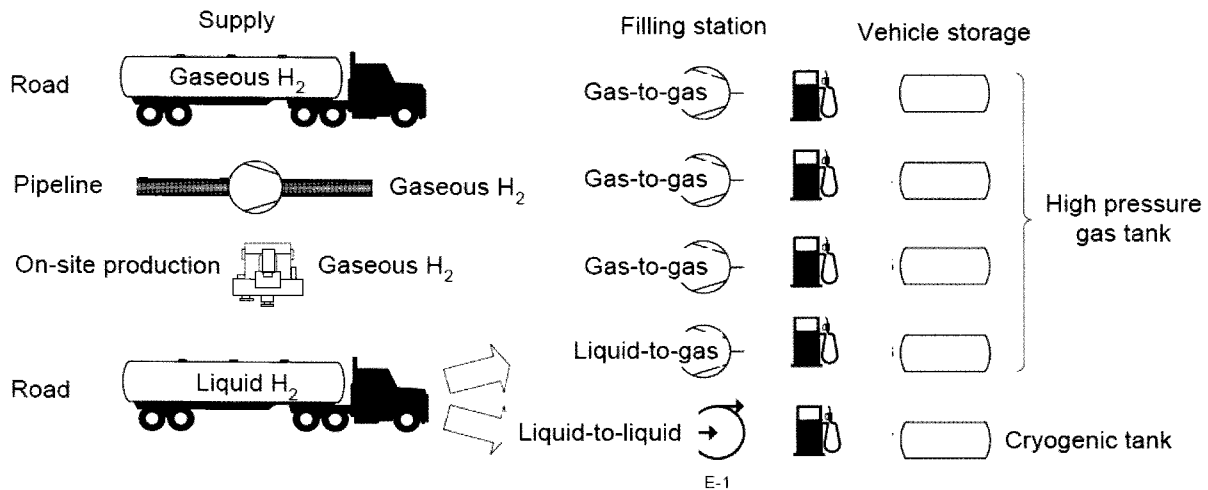


Fig. 5. Hydrogen transport and dispensing⁽⁵⁾.

일반적인 고압가스 저장탱크는 약 5 - 7 MPa의 원통형 스틸탱크로 구성되며, 저장에너지의 6 - 7%는 수소압축에 이용된다.

3.3. 수소 이송 및 분배

수소이송 및 분배기술은 크게 도로 수송, 배 수송, 파이프라인 수송기술 등으로 나눌 수 있다(Fig. 5).

도로수송은 주로 액체수소 또는 고압수소 탱크를 이용하며, 수소탱크는 기존의 트레일러를 통해 이송된다. 도로수송에서 극저온 액체수소 탱크는 고압수소가스 탱크보다 약 10배의 용량인 3.5톤으로 이송할 수 있다. 고압수소가스 탱크는 내부압력에 의해 탱크의 크기에 제한이 있다.

극저온액체수소는 다른 액체연료와 마찬가지로 연료

공급스테이션에서 액체수소를 방출하고 다시 이송하기 위해 저장탱크로 돌아갈 수 있지만, 고압수소탱크는 수소의 이송 뿐만 아니라 공급기능을 해야 하기 때문에 2배의 탱크 수량이 필요하게 된다.

수소의 배수송은 주로 액체수소로 이송되며, LNG 선박기술로부터 얻어진 기술이 적용될 수 있다. LNG는 증발온도가 -163°C 이지만, 액체수소는 -252.8°C 이기 때문에 단열 기술이 더 중요하게 된다.

파이프라인 수송은 배수송보다 경제적인 거리에서의 대용량 수송에 적용된다. 일정한 거리마다 파이프에서의 압력을 높이기 위해 압축기가 설치되어야 한다.

4. 수소 액화 기술

수소의 액화는 1898년 J. Dewar에 의해 처음 성공하였는데, Dewar는 25 기압의 압축된 수소가스를 액체공기로서 열교환을 통해 -190°C 까지 냉각하고, 냉각된 수소가스를 줄 톱슨 팽창(Joule-Thomson expansion)을 통해 액화하였다(Fig. 6).

대형 수소액화플랜트는 1960년대 미국에서 아폴로 우주계획의 지원을 위해 건설이 시작되었으며, 최근에는 원활한 대용량의 고순도 수소를 원거리의 소비지로 공급하기 위한 인프라설비로 주목받고 있다. 1980년대 중반 독일에서 수소 기술개발계획이 시작된 후 1990년대 미국, 1993년 일본이 대규모 수소 에너지 개발프로그램(WE-NET, World Energy NETwork)을 시작하면서 대규모의 수소액화플랜트에 대한 개발이 진행되었다.

EU-캐나다 공동 EQHHP(EU-Quebec Hydro-Hydrogen Pilot Project) 프로그램(1986~1998년)은 100 MW의 수력발전을 통해 얻은 전력으로 16,000 ton/yr.의 수소를 생산하고, 이를 유럽으로 해상운송하여 연료로 이용하는 것을 목표로, 수소의 운송방법 및 액체수소의 저장기술뿐만 아니라 자동차, 항공기, 선박, 제철 등의 분야에서 수소 이용 기술의 개발을 수행한 바 있다.

전 세계적으로 연료전지 자동차의 수소충전을 위해 100여개(2005년)의 수소 충전스테이션이 시험운영중이며, 독일은 수소자동차용 9.4 ton/day 용량의 수소액화플랜트를 운영 중이며 선박 등 다양한 수송분야에서 액

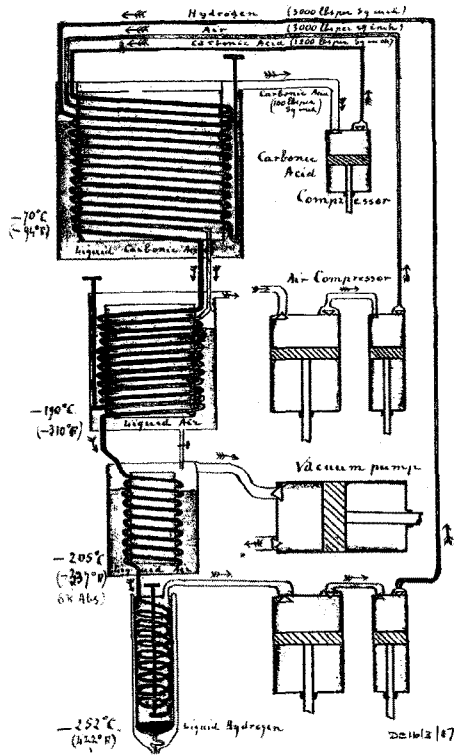


Fig. 6. Process flow for the H₂ Liquefier of J. Dewar⁽⁷⁾.

체수소 연료의 적용을 확대중이다(Fig. 7).

일본의 경우 반도체 및 태양전지 등 산업용의 액체수소 수요가 지속적으로 증대하고 있어 기존에 가동 중인 6,000 liter/hour급 대형 수소액화플랜트 외에 3,000 liter/hour급 액화플랜트를 건설 중이다. 또한 소규모의 액체수소에 대응하기 위한 2,000 liter/hour급의 액체수소형 이동식 수소 스테이션을 개발한 바 있다(Fig. 8).

현재 세계적으로 최대의 수소액화플랜트는



Fig. 7. 9.4 ton/day Hydrogen liquefaction plant(Germany).

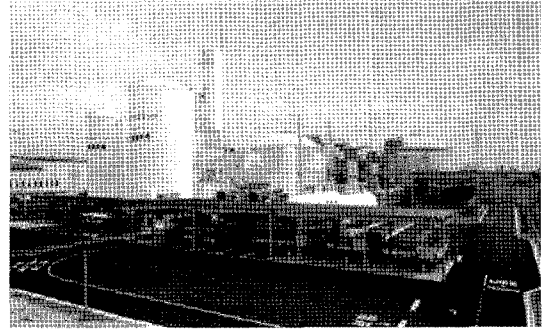


Fig. 8. 6,000 l/hour Hydrogen liquefaction plant (Japan).

30 tons/day에 불과하나, 미래의 수소사회를 지원하기 위해서는 300 tons/day 급의 수소액화플랜트가 요구되고 있다. 현재 수소액화를 위한 소요 동력은 10 ~ 15 kWh/kg(LH₂)이고, 30 tons/day급 수소액화플랜트의 효율은 38%(% Carnot)에 불과하나 대형의 수소액화플랜트는 팽창터빈 등을 통한 에너지 회수가 가능하기 때문에 운전효율의 향상이 기대되고 있다.

수소액화플랜트는 수소 및 가스압축기/팽창기, 열교환기, 콜드박스(cold box, 저온용기), 밸브 등의 핵심요소기기로 구성되며, 수소의 액화를 위해 다양한 형태의 액화사이클이 적용되어 왔으며, 2 ton/day급의 소형 수소액화플랜트의 경우 액체질소에 의한 예냉을 통한 단순 줄톱슨 사이클, 5 ton/day급에는 복잡한 형태의 복합 줄톱슨 사이클, 대형에는 다단의 질소 예냉을 통한 터보팽창기가 사용되고 있다.

액화를 위해 공급되는 수소는 수소의 액화 온도 이상의 온도에서 어는 점을 가지는 불순물이 제거(< 1 vppm)되어야 한다.

대형 수소액화플랜트를 위한 사이클은 수소를 냉동사이클의 냉매로 하는 수소 클라우드사이클, 헬륨 브레이크 사이클, 수소와 탄화수소의 혼합물을 냉매로 사용하는 혼합냉매 사이클, 네온 사이클 등이 있으며, 수소 클라우드 사이클이 가장 유망한 것으로 알려져 있다.

미국의 APCI사, Praxair사, 독일의 Linde사, 프랑스의 Air Liquide사, 일본 Iwatani사, 중국의 CALT 등은 tons/day 이상 급의 수소액화플랜트를 개발/운영 중이며, 헬륨 클라우드(Claude) 냉동사이클 또는 수소 클라

우드 냉동사이클을 이용한 수소액화플랜트⁽¹⁰⁾를 개발하였다.

Fig. 9는 중형급 수소 클라우드 냉동 사이클을 이용한 수소액화플랜트의 공정도로, 2 MPa의 압력으로 공급된 고압의 수소가스는 열교환기를 통해 냉각되면서 열교환기 내부의 변환축매에 의해 o-H₂의 p-H₂로의 변환이 진행된다. 팽창장치에 의해 팽창되어 액체가 발생하며, 열교환기 8에 의해 탱크에서 증발된 수소가스의 재액화가 이루어진다.

상온으로부터 80 K 까지의 냉각은 액체질소와의 열교환을 통해 수행되며, 80 K에서 30 K까지의 냉각은 브레이튼(Brayton) 사이클을 통해 수행된다. 2 MPa의 고압 수소가스는 3 개의 터보팽창기를 통해 연속적으로 팽창된 후 열교환기를 통해 공급되는 수소가스와의 열교환을 수행한다. 30 K 이하의 온도에서의 냉각은 줄통슨 팽창을 통해 얻은 냉동효과를 통해 수행되며, 팽창된 수소는 열교환기를 통해 공급되는 수소와 열교환된 후, 저압압축기로 공급되어 압축되고, 터보팽창기를 통해 순환된 수소와 더불어 고압압축기로 흡입된다.

액화플랜트의 구성은 왕복동 압축기 및 팽창터빈을 채용한 수소냉각시스템과 알루미늄 재질의 plate-fin 열교환기, 액체질소 예냉시스템을 포함하는 Fig. 10과 같은 콜드박스 구조된다. 일본의 WE-NET 프로그램에서는 300 tons/day급의 수소 클라우드 사이클의 수소액화플랜트를 설계한 바 있다. 한편 소용량의 수소액화플랜트의 경우 Fig. 9의 수소 클라우드 사이클 대신 헬륨 클라우드 사이클이 사용된다.

최근 대형 천연가스액화플랜트는 220 K 까지의 예냉을 위해 3단 압축 프로판 냉동사이클이 사용되고 있다. 프로판 냉매는 암모니아 또는 혼합냉매로 대체될 수 있으며, 액화를 위한 수소는 대기압에서 80 bar의 압력으로 압축되어 공급되고, 300 K에서 73 K까지의 예냉에는 프로판 냉동사이클을 사용하고, 220 ~ 25 K까지의 예냉을 위해 질소, 네온, 수소, 헬륨 등의 혼합냉매가 사용될 수 있는데, 이 중에서 시스템의 특성이 우수한 헬륨/네온 혼합냉매(20% 네온)를 이용한 브레이튼 사이클을 채택한 공정이다. 이때 최종적인 액체수소의 생성은 수소팽창기를 통해 이루어진다.

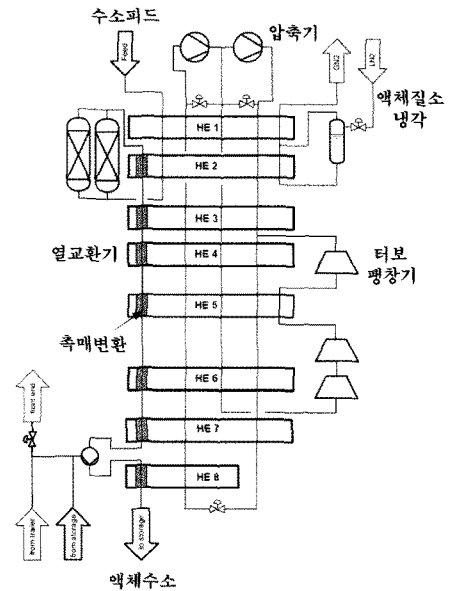


Fig. 9. Process flow for the Hydrogen liquefaction plant⁽¹²⁾.

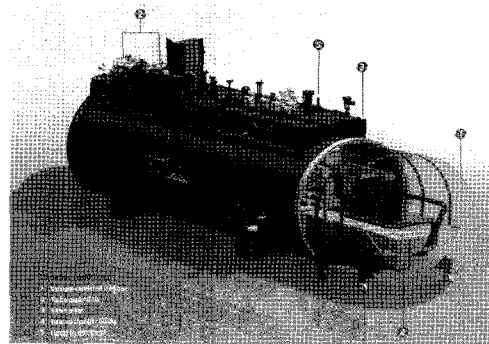


Fig. 10. Coldbox for the Hydrogen liquefaction plant (Linde).

수소액화플랜트의 핵심기기는 플랜트의 경제성 확보를 위한 공정설계기술, 대용량 수소 및 헬륨가스의 압축기술, 수소변환을 위한 축매 및 열교환기 기술, 고효율의 팽창기구 기술, 극저온 환경에서의 단열 및 콜드박스 기술 등으로 구분할 수 있으며, 최근에는 액화플랜트의 경제성 제고를 위해 LNG 냉열 및 지열 등의 신재생에너지를 이용한 액화플랜트, 자기냉동, 열음향냉동 등의 신냉동 기술 및 마이크로 채널 열교환기 등의 적용을 통한 액화플랜트의 효율향상을 추진하고 있다.

LNG 냉열의 이용은 대부분 버려지고 있는 LNG 인수기지의 LNG의 증발열을 이용하여 액체질소에 의한 수소가스 예냉 과정을 대체함으로써 수소액화플랜트의 경제성을 제고할

Table 4. Commercial hydrogen liquefaction plants worldwide⁽³⁾.

Continent/Country	Location	Operated by	Capacity (TPD)	Commissioned in	Still in operation
<i>America</i>					
Canada	Sarnia	Air Products	30	1982	Yes
Canada	Montreal	Air Liquide Canada Inc.	10	1986	Yes
Canada	Becancour	Air Liquide	12	1988	Yes
Canada	Magog, Quebec	BOC	15	1989	Yes
Canada	Montreal	BOC	14	1990	Yes
French Guyane	Kourou	Air Liquide	5	1990	Yes
USA	Painsville	Air Products	3 ^a	1957	No
USA	West Palm Beach	Air Products	3.2 ^a	1957	No
USA	West Palm Beach	Air Products	27 ^a	1959	No
USA	Mississippi	Air Products	32.7 ^a	1960	No
USA	Ontario	Praxair	20	1962	Yes
USA	Sacramento	Union Carbide, Linde Div.	54 ^a	1964	No
USA	New Orleans	Air Products	34	1977	Yes
USA	New Orleans	Air Products	34	1978	Yes
USA	Niagara Falls	Praxair	18	1981	Yes
USA	Sacramento	Air Products	6	1986	Yes
USA	Niagara Falls	Praxair	18	1989	Yes
USA	Pace	Air Products	30	1994	Yes
USA	McIntosh	Praxair	24	1995	Yes
USA	East Chicago, IN	Praxair	30	1997	Yes
Subtotal			300		
<i>Europe</i>					
France	Lille	Air Liquide	10	1987	Yes
Germany	Ingolstadt	Linde	4.4	1991	Yes
Germany	Leuna	Linde	5	2008	Yes
Netherlands	Rosenburg	Air Products	5	1987	Yes
Subtotal			24.4		
<i>Asia</i>					
China	Beijing	CALT	0.6	1995	Yes
India	Mahendragiri	ISRO	0.3	1992	Yes
India	India	Asiatic Oxygen	1.2	-	Yes
India	Saggonda	Andhra Sugars	1.2	2004	Yes
Japan	Amagasaki	Iwatani	1.2 ^a	1978	No
Japan	Tashiro	MHI	0.6 ^a	1984	No
Japan	Akita Prefecture	Tashiro	0.7	1985	Yes
Japan	Oita	Pacific Hydrogen	1.4	1986	Yes
Japan	Tane-Ga-Shima	Japan Liquid Hydrogen	1.4	1986	Yes
Japan	Minamitane	Japan Liquid Hydrogen	2.2	1987	Yes
Japan	Kimitsu	Air Products	0.3	2003	Yes
Japan	Osaka	Iwatani (Hydro Edge)	11.3	2006	Yes
Japan	Tokyo	Iwatani, built by Linde	10	2008	Yes
Subtotal			30.6		
Worldwide			355		

a Not included in the subtotal of the capacity for the year 2009.

수 있다. LNG는 대부분 메탄으로 구성되고, 대기압에서의 비등점이 -160.3°C 로, 수소가스의 예냉 또는 예냉용 질소의 재액화, 압축기에 LNG 냉열이용 등이 검토된바 있다.

자기냉동은 소형의 경우 카르노(Carnot) 성적계수(COP, coefficient of performance)가 40 ~ 50 %로 매우 높고, 6 ~ 20 K의 낮은 온도영역에서 동작할 수 있어, 소형 수소액화용 냉동시스템으로 활용도가 높을 것으로 기대되고 있으나, 현재의 기술수준에서는 대형 액화플랜트에 적용하기에는 기술적 한계성을 지니고 있다.

Table 4는 현재 상업적으로 활용되고 있는

전세계의 수소액화플랜트의 현황을 보여주고 있다.

국내의 경우 연 56만톤(2003년), 약 1조원의 시장규모의 수소가 화학공장에서 생산, 사용되어지고, 고압가스의 형태로 반도체, 재료, 전자, 항공/우주 산업 등에 활용되고 있으며, 2020년에는 538만톤으로 증가될 것으로 예측되고 있다.

수소액화와 관련하여 국내에서는 G-M(Gifford-McMahon) 극저온냉동기를 이용한 0.5 liter/hour급의 소형 수소액화시스템, 5.5 liter급 액체수소 저장용기, 액체이송장치 개발이 KIST, 한국가스공사 등에 의해 수행된 바

있어 실험실 수준에서의 수소액화와 관련된 일부 기술을 확보한 바 있으나 향후 예측되는 액체수소 수요/시장에 부응하기에는 미흡한 실정이다.

국내 산업계의 경우 세계의 수소, LNG 등 가스액화플랜트 시장이 확대되고 있음에도, 기본설계, 시스템엔지니어링, 운영기술 등의 분야에서 주로 주변기술 또는 유틸리티 중심의 부분적인 참여만 하고 있어, 원천기술의 확보가 시급한 실정이다.

5. 결 론

최근 세계적으로 수소에너지에 대한 관심이 증대되고 있으며, 수소액화플랜트는 수소 가스로부터 고밀도의 액체수소로 변환/생산하는 에너지플랜트로, 장래의 수소경제 구축의 기반시설의 하나이다. 또한 수소액화플랜트는 풍력, 지열, 태양열 등의 신재생에너지를 이용한 수소의 생산, 액화, 저장, 수송 등 광역 수소에너지네트워크 구축을 통해 그린에너지의 고밀도에너지로의 전환 및 경제성 제고에 일익을 담당할 수 있을 것으로 기대되고 있다.

또한 환경오염과 화석에너지 고갈에 대한 우려로 수소액화시스템의 시장은 지속적으로 증대될 뿐만 아니라 높은 경제성을 가진 고효율의 액화시스템 개발을 위한 기술개발이 추진될 것으로 기대된다. 수소시장은 2020년 전 세계적으로 약 2억 톤의 규모로 성장할 것으로 예측되며, 국내에서도 수소연료전지, 태양광, 풍력, 가스·석탄액화, 에너지저장 등 그린에너지산업에 향후 5년간 정부예산 1조 7천억을 포함, 총 3조원의 민관자금을 집중 투자하는 그린에너지 발전전략이 수립되어, 수소 및 수소액화플랜트 시장은 지속적으로 증대될 것으로 기대된다.

그리고 가스액화플랜트의 공통핵심기인 가스압축기, 팽창기, 열교환기 및 액화공정 기술 등의 수소액화플랜트 핵심구성요소의 효율향상 및 수소액화플랜트의 경제성 제고를 위한 연구개발이 활발히 진행되고 있으며, 또한 연료전지, 수소자동차 등 수소를 연료로 하는 다양한 에너지기계에 대해 활발한 연구개발이 진행되고 있고, 일부 상용화 제품의 경우 상용화에 임박한 시점에 도달하여, 수소액화플랜트 시장에 진입하기 위해서

는 국내 플랜트 산업의 기술력 확보 및 국제 경쟁력제고를 위한 조속한 연구개발 및 투자가 요구되는 상황이다.

감사의 글

본 연구는 지식경제부의 주요사업 및 전략 기술개발사업의 연구비 지원에 의해 수행되었습니다.

참고문헌

- [1] 홍용주의 "수소액화플랜트", 기계와 재료, 21권, 1호, pp.58-67, 2009.
- [2] K. Ohira, "Liquid and slush hydrogen : Its Application and Technology Development", Japan Cryogenic Engineering, Vol.41, No.2, pp.61-72, 2006.
- [3] S. Krasae-in, etc., "Development of large-scale hydrogen liquefaction processes from 1898 to 2009.", International J. of Hydrogen Energy, Vol.45, pp.4524-4533, 2010.
- [4] C.W.Forsberg, "Future hydrogen markets for large-scale hydrogen production systems", International J. of Hydrogen Energy, Vol.32, pp.431-439, 2007.
- [5] W. Krewitt, etc., "Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options", DLR Report, 2005.
- [6] C.J.Cleveland, "Encyclopedia of Energy", Vol.3, 2004.
- [7] B. A. Hands, "The First Hydrogen Liquefier in th USA", Advances in Cryogenic Engineering, Vol. 49, pp. 3-8, 2004.
- [8] United States Government Accountability Office, "HYDROGEN FUEL INITIATIVE", GAO-08-305, 2008.
- [9] J. Evans, "The Economics of Small to Medium Liquid Hydrogen Facility", CryoGas International, May 2003, pp. 28-33, 2003.
- [10] K. Ohira, "A Summary of Liquid Hydrogen and Cryogenic Technologies in

JAPAN's WE-NET Project", Advances in Cryogenic Engineering, Vol. 49, pp. 27-34, 2004.

[11] J. Gretz, B. Drolet, D. Kluyskens, F. Sandmann, O. Ullmann, "Status of the hydro-hydrogen pilot project(EQHHP)", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 19, No. 2, pp. 169-174, 1994.

[12]. M. T. Syed, S. A. Sherif, T. N. Veriroglu and J. W. Sheffield, "Second law analysis of hydrogen liquefiers operating on the modified Collins cycle", International Journal of Energy Research, Vol. 25, pp. 961-978, 2001.

[13] V. V. Belyakov, B. D. Krakovskii, O. M. Popov, G. Kh. Step and V. N. Udut, "Low-Capacity Hydrogen Liquefier with a Helium Cycle", Chemical and Petroleum Engineering, Vol. 28 No. 3-4, pp. 150-153, 2002.

[14] H. Quack, "Conceptual design of a high efficiency large capacity hydrogen liquefier", Advances in Cryogenic Engineering, Vol. 47, pp. 255-263, 2002.

[15] N. Yamashita, "A Study of the Hydrogen Liquefaction Process", TEION KOGAKU, Vol. 38, No. 5, pp. 204-221, 2003.

[16] G. Assink, B. Jan, G. J. Kramer, "Liquefying Hydrogen", World Intellectual Property Organization, WO 2005/080892 A1, 2005.

[17] M. Kanoglu, I. Dincer, M. A. Rosen, "Geothermal energy use in hydrogen liquefaction", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 32, pp. 4250-4257, 2007.

[18] L. Zhang, S. A. Sherif, A. J. Degregoria, C. B. Zimm, T. N. Veziroglu, "Design optimization of a 0.1 ton/day active magnetic regenerativce hydrogen liquefier", Cryogenics, Vol. 40, pp. 269-278, 2000.

[19] 박정일, "기술표준동향 : 수소에너지 (I)", 기술표준, 05년 8월호, pp. 39 - 44, 2005.

[20] 박정일, "기술표준동향 : 수소에너지

(II)", 기술표준, 05년 9월호, pp. 37 - 42, 2005.

[21] 산업자원부, "수소액화 및 저장시스템 개발에 관한 최종보고서", 1996 N-HY02-P-01, 1999.

[22] 산업자원부, "천연가스로부터 대량 수소제조 및 수소저장 기술개발", 2001-N-HY02-P-01, 2006.

저자이력



박성제(朴聖濟)

1962년 12월 13일생, 1985년 부산대 공대 기계공학과 졸업, 1988년 동대학원 기계공학과 졸업(공학석사), 2004년 동 대학원 기계공학과 졸업(공학박사), 현재 한국기계연구원 책임연구원.



홍용주(洪溶柱)

1968년 3월 19일생, 1990년 고려대 공대 기계공학과 졸업, 1992년 동 대학원 기계공학과 졸업(공학석사), 2010년 동 대학원 기계공학과 졸업(공학박사), 현재 한국기계연구원 선임연구원.



염한길(廉漢吉)

1966년 9월 3일생, 1990년 인하대 공대 항공공학과 졸업, 1992년 동 대학원 항공공학과 졸업(공학석사), 2008년 동 대학원 기계공학과 졸업(공학박사), 현재 한국기계연구원 책임연구원.



고준석(高準錫)

1977년 6월 29일생, 1999년 KAIST 기계공학과 졸업, 2002년 동 대학원 기계공학과 졸업(공학석사), 2008년 동 대학원 기계공학과 졸업(공학박사), 현재 한국기계연구원 선임연구원.



김효봉(金孝烽)
1960년 4월 10일생, 2000년 대전산업대 공대 기계공학과 졸업, 2002년 충남대 공대 대학원 기계공학과 졸업(공학석사), 현재 동 대학원 기계공학과 박사과정, 현재 한국기계연구원 선임기술원.



고득용(高得龍)
1959년 2월 12일생, 1983년 한양대 공대 기계공학과 졸업, 1985년 동 대학원 기계공학과 졸업(공학석사), 2007년 동 대학원 기계공학과 박사졸업(공학박사), 현재 한국기계연구원 책임연구원.