

LNG 지하공동 비축시스템의 타당성분석

정소걸, 박의섭, 한공창 (한국지질자원연구원)

1. 서 론

국내 천연가스 수요는 꾸준히 증가하여 2003년 18,447천톤에서 2017년 31,657천톤으로 연 평균 3.93% 수준으로 증가할 것으로 전망하고 있다. 또한 최근 국제 유가 상승, 교토의정서에 기초한 온실가스 배출 억제를 위한 석탄발전의 가스발전으로의 전환, 원자력 발전소 건설 지연 등으로 대표적 석유 대체재인 천연가스의 비중이 더욱 증가할 것으로 예상된다. 그러나 국내 천연가스 수요의 동고하저(冬高夏低)의 수요패턴과 도입패턴의 불일치 및 저장시설의 한계 등으로 수급관리의 어려움이 내재하고 있고, LNG 생산지 사고 등 도입선 공급불안 요인이 상존하고 있다.

이에 따라 우리나라는 수요 급변, 생산국 생산차질 등에 따른 수급불안을 고려하여 LNG 긴급 대응분을 2010년 이후 15~20일분 수준으로, LNG의 저장비율을 (6차 12%→7차 12.7%) 상향 조정하면서 저장탱크 증설 및 조기 완공 계획을 발표하고 있으나 대규모 저장이 가능한 지하저장방식에 대한 접근이 부족한 실정이다. 따라서 LNG의 안정적 수급관리를 위해 장기간 저장이 가능한 대규모 저장시설의 확보와 체계적인 비축시스템의 도입이 신중하게 검토되어야 할 것이다.

LNG 복공식 저장공동 방식은 상압조건에서 극저온(-162℃)의 액체 상태로 저장하는 개념으로 프랑스 Geostock, Technigaz사 및 국내 SK건설(주)에 의해 세계 최초로 공동 개발되고, 한국지질자원연구원에서 Pilot Plant 운영을 통하여 상용화시에 활용할 기술의 완성도를 검증 완료되었다. 이 저장기술은 기존의 지상식과 반지하식에 비하여 경제성, 안전성 및 환경친화성 등에 유리하며, 특히 BOG 저감으로 인한 LNG 장기 저장이 가능하다는 장점을 가지고 있다.

이에 본 연구는 한국지질자원연구원에서 Pilot Plant 운영을 통하여 검증된 복공식 LNG 지하저장기술을 토대로 LNG 지하공동 비축시스템의 기술적 타당성 및 경제성 등에 대하여 살펴보았다.

2. 국내외 천연가스 지하저장 현황

2.1 지하저장시설의 정의

천연가스를 지하에 저장하는 시설을 지하저장시설 UGS(Underground Gas Storage)로 명명하며, 그림 1에서 보는 바와 같이 지질조건에 따라 폐유전/가스전(Depleted Reservoir), 대수층(Aquifer),

암염(Salt Cavern), 폐광산(Abandoned Mine), 암반공동(Rock Cavern)방식으로 분류한다 (국제가스연맹 지하저장 전문위원회, WOC 2).

대수층 저장방식은 유전과 유사한 지질학적 조건을 갖춘 지층의 대수층 상부에 천연가스를 주입 저장하는 방식으로 천연가스를 기체 상태로 저장하기 때문에 저장효율이 줄어드는 단점이 있다. 암염 저장방식은 마찬가지로 암염을 녹여 만든 공동에 천연가스를 저장하는 방식으로, 국내에는 이러한 조건을 갖춘 지역이 없다는 문제점이 있다.

폐유전 및 폐가스전을 활용하는 방식이 전 세계적으로 가장 널리 상용화된 기술로서 원유나 가스를 채굴 후 지층 속에 다시 천연가스를 압력 주입하여 필요시 추출하는 방식이다.

암반공동 방식은 인위적으로 굴착한 지하 동굴에 기체 혹은 액체 상태의 천연가스를 저장하는 방식으로, 현재 가스 상태로 저장하는 방식은 체코 Transgas사가 6곳의 부지에 상용화하였고, 북유럽 스웨덴에서는 Pilot 실증 시험을 거쳐 현재 상용화 완료하였다. 액체 상태로 저장하는 방식은 복공식 저장공동(Lined Rock Cavern) 개념으로 프랑스 Geostock, Technigaz 사 및 국내 SK 건설(주)에 의해 상용화 단계에 와 있다.

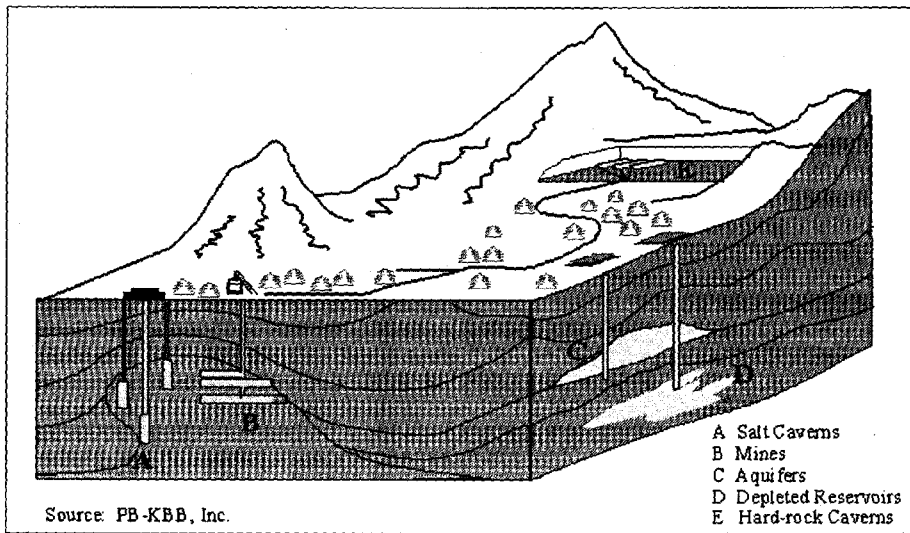


그림 1. 지하저장시설의 종류

2.2 해외 천연가스 지하저장 현황

전 세계적으로 지하저장시설로부터 회수 가능한 가스 저장용량은 340 bcm(Billion Cubic Meter, NG)으로서 634 개소에 달하며, 이 저장용량은 2004년 전 세계 천연가스 소비량 2,591 bcm과 비교할 때 13%에 해당하는 수준이다.

동유럽과 중앙아시아 43%, 미국 37%로서 두 지역에 전체 지하 저장용량의 80%가 집중 저장되어 있으며, 아시아 지역은 지질학적 제약조건 때문에 1%에 불과하고, 나머지 19%는 서유럽에 저장되어 있다. 국가별 저장규모를 살펴보면 미국, 러시아, 우크라이나, 독일 순으로, 제한적인 지질 조건을 가진 아시아의 경우 일본이 폐유전/가스전 저장시설 6개소를 운영하고 있으며, 그 용량은 1.143bcm (10만kl급 액화저장 약 20개 탱크 분량)에 달한다.

저장형식별로는 폐유전/가스전 83.47%, 대수층 12.63%, 암염공동 3.83%, 폐광산 0.05%, 지하암반공동 0.02% 순임. 서유럽의 경우, 폐유전/가스전 67%, 대수층 21%, 암염 및 지하암반공동은 13%이다 (그림 2).

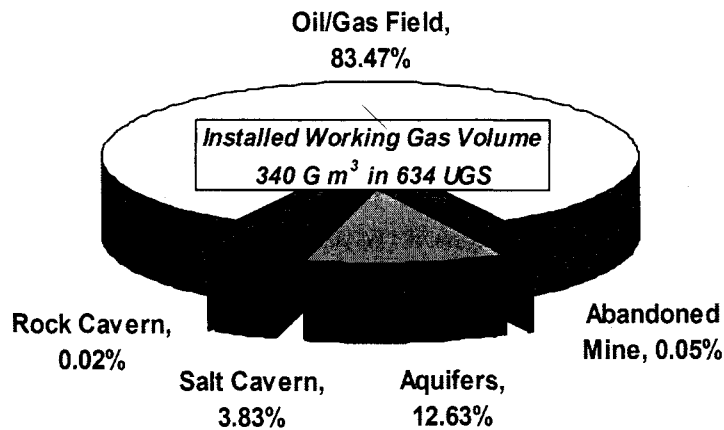


그림 2. 해외 가스지하저장(UGS) 현황 (2003년말 현재)

천연가스 지하저장의 국제 현황을 각 국가별로 살펴보면 다음과 같다.

1) 중국, 이란 및 인도

중국은 장거리 천연가스 파이프라인의 건설과 관련하여 천연가스에 대한 대규모 지하저장시설을 계획 중에 있다. 즉 파이프라인 공급 중단 (파이프라인의 경우 Compressor Station의 가동 중단)에 대비하기 위한 전략적 백업 및 계절적 향차분(Swing)을 보충하기 위한 목적이다. 이란 및 인도도 가스 공급지역으로부터 수요지가 너무 멀리 떨어져 있기 때문에 동일한 목적으로 지하저장시설을 마련하고자 한다.

2) 한국 및 일본

한국과 일본은 LNG 인수기지내 지상탱크가 주요 저장시설로서 사용되고 있으며, 주요 소비지역으로부터 가까운 곳에 암염층과 대수층과 같은 지질 조건이 존재하지 않는다.

일본은 Nigata현에 5개의 폐유전을 활용하여 비상용 저장 및 지역 수요의 완충재고 역할을 수행하고 있으나, 다른 폐유전/가스전은 수요처로부터 원거리에 위치하여 한계가 있다. 이에 일본 정부의 주도로 천연가스 대규모 지하저장 프로젝트계획 발표('03년 12월)하여, 일본 경제산업성이 일본가스협회와 시미즈 건설에 위탁한 “천연가스 지하암반 저장 조사사업의 개요”라는 보고서에 따르면 기술 및 경제성 측면에서 긍정적인 결과가 도출되어 10년 후 실용화를 목표로 추진 중에 있다. 또한 일본 JOGMEC(Japan Oil, Gas and Metal Corporation)은 동경전력, 오사카가스 등의 주요 천연가스 수요기관과 관련 엔지니어링 및 건설업체로 구성된 위원회를 구성하여 해외기관들을 순방('04년 7월 한국지질자원연구원 LNG 지하저장 Pilot Plant 방문)한후, LNG 대규모 지하저장을 위한 검증절차를 구상 중에 있다.

3) 유럽 및 중앙아시아

이 지역들은 적합한 지질조건과 시장수요에 의하여 대량의 천연가스를 지하에 저장(소비량 대비 43%)하고 있으며, 암염 공동과 대수층 저장이 전체 지하저장의 34%를 차지한다. 천연가스 지하저장의 목적은 주로 전시나 비상시를 대비한 전략적 비축 및 안정적 재고 확보이다.

한편 기존 지하저장방식의 지질조건(퇴적 암반층)을 갖고 있지 않는 북유럽국가들은 지하 암반 공동에 고압 천연가스(PNG)를 저장하는 신기술 (LRC Technology)을 개발하여 상용화를 추진 중에 있다.

4) 미 국

주로 대수층, 암염공동 및 폐광산에 미국 내 전체 수요량의 16%를 저장하고 있으나 기존 방식인 암염공동 및 폐유전/가스전내 천연가스 지하저장은 지질특성상 매우 제한적이다. 따라서 이러한 저장시설이 없는 동부해안 및 북부 일부지역은 가스수급이 불안한 상태이므로 적합한 지하저장시설의 건설 모색중에 있다.

미국 에너지성(DOE)은 '97년 산하기관인 에너지기술연구소 주관으로 고압 천연가스 지하저장 신기술개발을 위한 LRC 프로젝트를 스웨덴과 공동 참여하여 동 프로젝트의 기술 및 경제성 평가를 실시하고 있으며, 자국내 (2개 지역) Pilot Plant 건설을 위한 입지조사 실시 중에 있다.

3. LNG 지하공동 저장기술 검토

3.1 개 요

LNG Lined Rock Cavern 방식은 지하공동방식의 한 종류로 폐유/가스전, 대수층 및 암염공동과 같이 자연적인 지질조건이 갖추어지지 않은 지역에서 LNG를 저장하기 위해 개발된 신 개념의 공법으로 다음과 같은 특성을 가지고 있다.

- 지하 암반을 굴착하고 공동에 콘크리트 라이닝 및 보냉재인 폴리우레탄 폼과 주름진 내부 스테인레스강 멤브레인을 설치하여 저장물의 기밀성을 유지.
- 기존 저장방식과는 달리 저장탱크 본체를 지하암반에 설치함으로써 외부로부터 열 유입이 매우 작아 가스 기화율을 최소화하여 장기간 저장이 가능함.

LNG 지하공동 저장원리는 저장된 LNG의 극저온도(-162℃)가 보냉시스템을 통해 암반의 안정성에 유리한 온도기울기를 만들고 공동 주변에 일정한 두께의 빙벽(Ice Ring)을 형성하여 추가적인 2차 기밀을 확보하는 것이다 (그림 3). 이러한 지하저장 시스템의 주 구성요소는 다음과 같다.

- 안정된 저장공간 확보를 위한 지하공동 구축시스템
- 저장탱크의 기밀 확보 및 극저온 상태의 LNG 저장에 의한 암반의 열응력 쇼크를 방지하기 위한 내조시스템
- 빙벽 형성 전에 내조시스템의 외부에 작용하는 수압을 제거하는 배수시스템

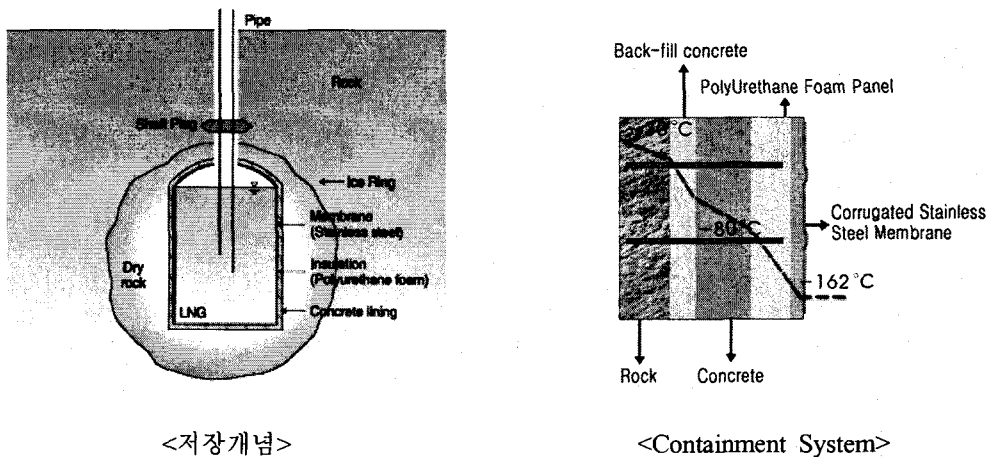


그림 3. LNG 지하공동식 저장개념 및 Containment System

3.2 LNG 지하저장방식 Pilot Plant 실증실험

지하공동 저장시설의 전반적인 성능시험과 현장 계측치와 기존 실험실 시험결과간의 부합성 확인을 통하여 LNG 지하공동 저장기술의 타당성을 입증하고자 한국지질자원연구원 부지에 저장규모 110m³ (10m x 4m x 4m)의 LNG 저장공동을 구축하였다. 저장공동은 지표로부터 대략 20m 하부에 위치하고 있어, LNG 저장으로 인한 지상 식생의 영향을 살펴보는데 유리하였다. 또한 저장물질은 액화천연가스(-162℃)가 아닌 액체질소(-196℃)를 사용하였는데, 이는 취급하기가 용이하고 실제 저장온도보다 더 낮아 보수적인 결과를 도출할 수 있다는 장점이 있다.

본 Pilot Plant는 2004년 1월 10일부터 LN2 공급을 시작하여 7월 5일 공급 중단하였다. 특히 6월 10일부터는 하향 배수를 중지하였으며 7월 8일부터는 전체 배수를 중지하였다. 또한 이 기간 이후에도 Ice Ring의 형성과 LN2의 기화를 확인하기 위한 계측은 지속적으로 실시하였다. 현장계측은 LN2 저장을 실시하기 이전인 2003년 12월 1일부터 시작하여 2004년 9월 1일까지의 총 9개월간의 자료를 분석하였으며 이를 수치해석 결과와 비교하였다. Pilot Plant 주변의 계측기는 내조시스템, 콘크리트, 록볼트, 암반 그리고 절리의 주요 지점에 설치되었으며, 모든 계측기에는 온도센서가 부착되어 있다.

본 연구에서는 암반의 변위와 온도 계측결과를 수치해석 결과와 비교하였다. 그림 4에서 보는 바와 같이 암반내 온도전과가 수치해석결과와 매우 유사함을 알 수 있다(실선: 계측치, 점선: 해석치). 또한 저장공동 주변암반의 변위 계측결과를 보면 천단부에선 다소 작은 변위량을 보이지만, 다른 부분에선 공동에서 가까운 지점은 암반쪽으로(양의 값), 공동에서 일정거리 이격된 지점은 공동쪽으로(음의 값) 변위가 발생하고 있는 것을 볼 수 있다 (그림 5).

LNG 지하저장에 있어서 매우 중요한 장점인 기화율 저감을 살펴보면 다음과 같다. 이론적으로 계산된 값과 실제 측정된 값의 차이를 확인함으로써 향후 정확한 기화율 계산에 반영하고자 하였다. 그림 6은 LN2 저장이후 시간이 경과함에 따른 기화율 발생량을 나타낸 것이다. BOR test는 Pilot 시험결과를, Theoretical Estimation은 설계단계 이론식에 의한 Pilot 예측치를, Numerical Model Estimation은 설계단계 수치해석에 의한 Pilot 예측치를, Estimation assuming fully enclosed with rock은 Pilot 전면이 진입터널에 노출없이 암반내에 존재한다는 가정에 의한 이론식 예측치를 보여준다.

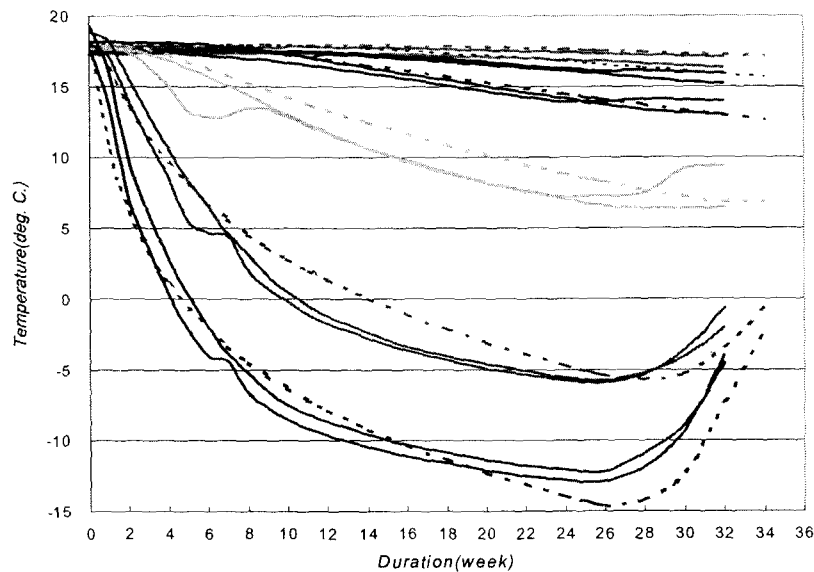


그림 4. 시간에 따른 암반내 온도변화 (점선: 계측치, 점선: 해석치)

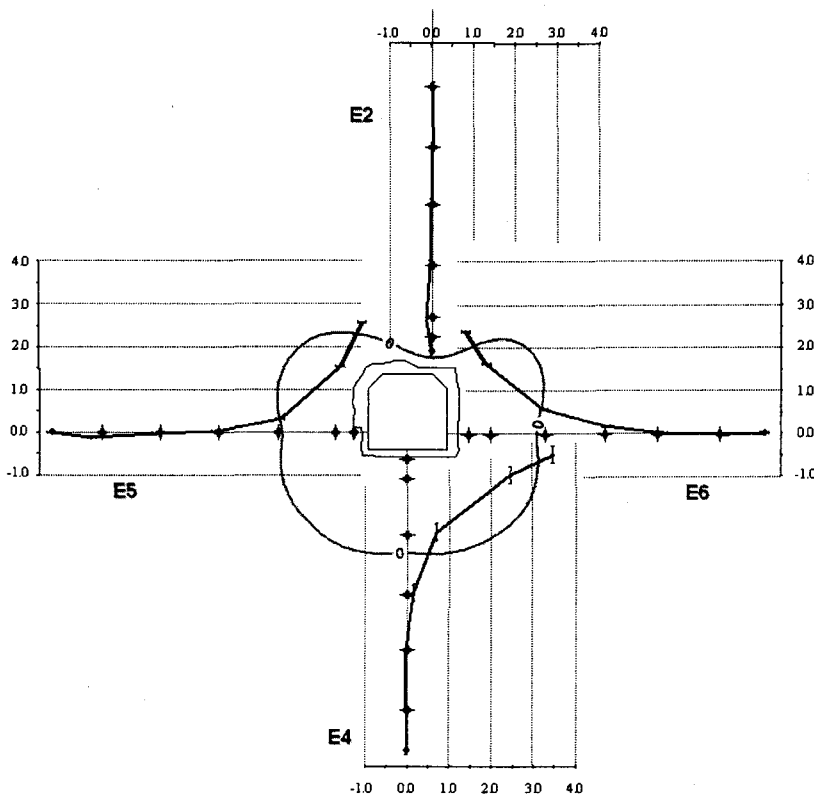


그림 5. 저장공동 주변의 지중변위 변화 (+: 암반쪽, -: 공동쪽)

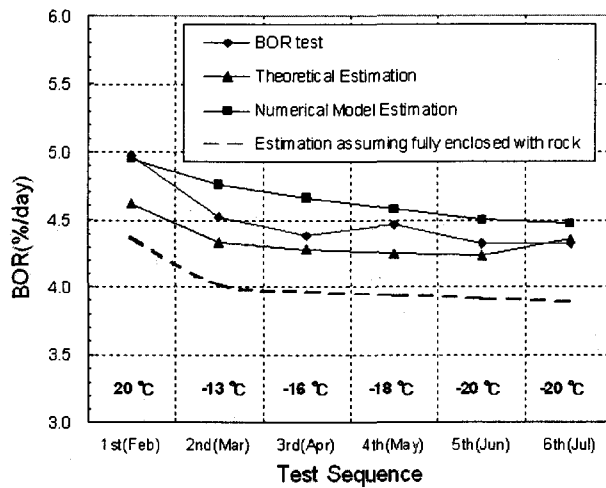


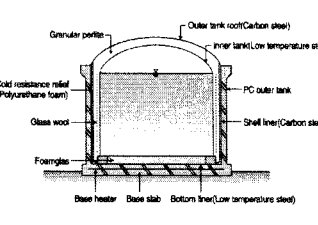
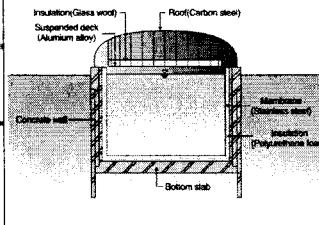
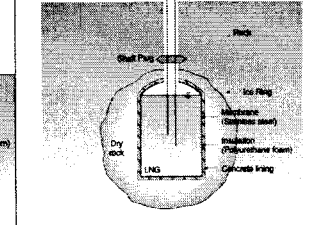
그림 6. Pilot 시험에서의 시간에 따른 기화율 발생량

3.3 기존 저장방식과의 비교

지상식은 가스공사가 Membrane 형식의 탱크를 국산화하여 기술 자립하였으나, 반지하식은 지질특성상 양호한 암반이 부족한 일본에서 개발된 방식이다. 이에 비해 지하공동식은 국내 원유

및 LPG 비축기지에서 증명된 바와 같이 양호한 암반으로 이루어진 국내 지질조건에 매우 적합한 방식이다. LNG 저장방식별 특성 및 장단점을 표 2에 나타내었다.

표 2. 국내 LNG 저장방식별 특성 및 장단점 비교

소구분	지상식 (Above-ground)	반지하식 (In-ground)	지하공동식 (Underground)
	평택, 인천, 통영기지	인천기지	
모식도			
형식	Con'c+내조시스템	흙+Con'c+내조시스템	암반+Con'c+내조시스템
기화율	9% Ni강: 0.075%/일 멤브레인: 0.1%/일	0.1%/일	0.04 %/일 이하
규모	10만, 14만kl	20만kl	제한 없음 (최대 150만kl)
유지관리	콘크리트 내구성 확보 바닥 Heating 시스템	콘크리트 내구성 확보 측벽/바닥 Heating 시스템	없음
보안성	테러, 지진, 해일에 취약	테러, 지진에 취약	매우 양호
환경친화	매우 불리	불리	매우 유리

3.4 기화율(Boil Off Rate) 검토

1) 저장방식별 기화율 산정

LNG 저장에 있어 기화율은 저장탱크의 운영효율성에서 매우 중요하며 각 저장방식별 기화율은 표 3에 나타내었다.

표 3. 저장방식별 기화율

항목	지상식 (Above ground)	반지하식 (In ground)	지하식 (Underground)
기화율 (vol%/day)	멤브레인형: 0.1 9%Ni강형: 0.05~0.075	멤브레인형: 0.1	0.04
산정근거	설계기준	설계기준	수치해석 및 이론식

표 3에서 지상 및 반지하식 저장탱크는 STS304 멤브레인형 또는 9% Ni강형에 대한 기화율 설계기준치가 제시되어 있으나, 실제 운영 중에는 이보다 큰 기화율이 발생되고 있다는 연구보고가 있다(TEI, 1995, Technical note, Rev.1, pp.1-5). 즉 LNG 탱크 10기를 가동 중에 있는 평택기지의

발생 BOG량은 정상 운전 중에는 32,580 Nm³/hr (시간당 LNG 26톤)이 된다고 발표되었다. 평택 지상식 저장탱크 (멤브레인형)는 20여년이 지나 안정화가 완료되었으나 정상 운전중 기화율은 시간당 LNG 26톤 규모로 만수위 가정시에도 0.14%/일 수준에 해당된다.

또한 반지하식은 지하수 및 동결 영향을 없애기 위한 지중가열 시스템이 필요하며 지역의 영향으로 지상식에 비해 BOG 발생량이 많다는 언급도 있다(한국가스공사, LNG 저장탱크 검사기준 제 1편, pp. 5).

2) 지하저장식의 기화율 산정

지하저장식의 기화율 산정에 사용된 식은 지상 및 반지하식의 기화율 산정에 사용된 것과 동일한 개념으로 아래 식과 같다.

$$BOR = 100 \times \frac{K_i}{e_i} \times [T_i - T_{LNG}] \times \frac{1}{L_{LNG} \times \rho_{LNG}} \times \frac{S}{V} \quad \%/day$$

여기서, K_i: 보냉재(Insulator)의 열전도도, e_i: 보냉재의 두께, T_i: 보냉재 외면 온도, T_{LNG}: LNG의 온도, L_{LNG}: LNG의 잠열, ρ_{LNG}: LNG 밀도, S: 저장탱크 표면적, V: 저장용량.

따라서 LNG와 보냉재 외부표면의 온도만 정확히 구할 수 있으면 신뢰성 있는 기화율을 산정할 수 있다.

위 식을 토대로 정밀 수치해석(ABAQUS, TEMP/W)으로 BOR 산정한 결과, 지하공동식은 냉열 전파로 인한 암반내 온도영향을 적게 받으므로 BOG를 낮추는데 상대적으로 유리한 것으로 나타났다. 지하공동식의 경우 주변 암반이 균열을 포함한 조건을 고려하지 않고 상온의 열물성을 극저온 상태에서도 동일하게 적용하는 보수적인 해석을 수행해도 정상상태에서 BOR이 0.04%/day이 가능하다는 것이다. LRC 상업용 지하공동(Full scale storage)의 기화율을 수치해석으로 분석한 계산결과는 표 4와 같다.

표 4. 저장공동 저장기간별 발생 기화율의 계산치(비정상상태)

Insulation 두께	Transient 해석				Steady-State 해석
	1년	3년	10년	30년	
300 mm	0.061	0.058	0.053	0.048	0.040
400 mm	0.047	0.045	0.042	0.038	0.033

3.4 최소 실규모 저장공동의 개념

현재 LRC 저장기술이 기술적 완성도가 매우 높아, LRC 방식의 대규모 저장시설로의 직접적인 상용화가 가능하다. 만약 세계 최초의 프로젝트로서 Risk가 문제시 된다면 Demo Plant로서 3척의 LNG 수송선 용량(14만kl/척)에 해당하는 42만kl의 저장용량을 갖는 시설물로 시공하는 것이 적절할 것으로 판단된다. 그러나 타당성조사 및 기본/실시설계과정에서 충분한 기술적 검토가 이루어진다면 대용량의 직접적 건설이 가능할 것으로 여겨진다. 그림 4는 저장용량 42만kl의 지하 LRC 저장시설의 개념도를 보여준다

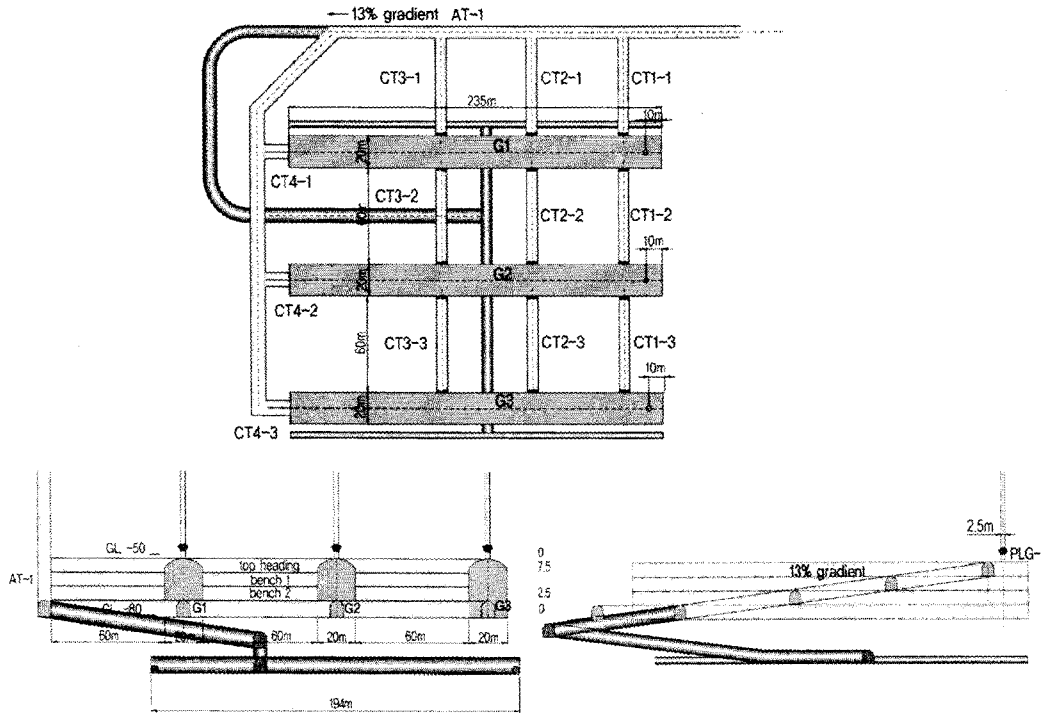


그림 4. 42만ki급 저장공동의 평면 및 단면도

Pilot Plant에서 LRC 저장기술이 검증되었으나 실규모 대형 저장공동으로의 Scale 변경으로 인한 문제가 발생할 가능성이 있는 다음 기술에 대한 상세한 검토가 필요할 것이다.

- 저장공동의 안정성 확보
- 배수시스템
- 최적 단열 기술
- Ice Ring 형성 및 제어 기술
- 라이닝 시공기술

4. LNG 저장방식별 경제성 분석

4.1 LNG 저장방식별 건설비용 분석

LNG 저장탱크의 대형화에 따른 장비, 인력 및 자재의 비용 절감을 고려할 때 용량 상승에 따른 공사비 절감은 지상식, 반지하식 및 지하공동식이 모두 동일하나, 지하공동식은 다음과 같은 이유로 절감효과가 더 클 것으로 추정된다.

- 진입터널 : 저장규모가 대형화되더라도 소규모와 동일한 진입터널을 사용하여 공동 개수에 증가에 따른 증가 공동 인근터널만 추가 굴착할 뿐임.
- 운영 수직구(Shaft) : 저장공동의 상부 수직구를 굴착하기 위해 필요한 수평 공사용 터널은 저장규모가 대형화되더라도 거의 변화가 없으며 저장공동의 개수 증가에 따른 Shaft 자체 굴착만 증가됨.
- 배수터널 및 배수공: 저장규모가 대형화되더라도 배수터널 길이는 크게 증가하지 않음.

각 저장방식별 건설비용을 객관적이고 구체적으로 검토하기 위하여 지상식과 반지하식은 설계 건설비를 기준으로 분석하였다. 이에 지상식의 건설비용은 2005년 12월 가스공사로부터 입수한 통영기지 9% Ni강형 지상탱크 #1~10호기 중 가장 최근 자료인 #8~10호기의 자료를, 반지하식의 건설비용은 인천기지 Membrane형 반지하탱크 #11~20호기 중 가장 최근 자료인 #19~20호기의 자료를 이용하였다. 또한 지하공동식의 경우 2004년 9월 SK건설, Geostock 및 Technigaz 3사가 제시한 설계공사비로서, 다수의 저장공동 발주를 수행한 석유공사 지하공동 설계공사비에 Containment 시스템 등 LNG 탱크에 필요한 설비 설계비를 합산한 추정금액이다.

표 5에서 보는 바와 같이 42만kl (14만kl×3기) 지상식 대비 지하공동식은 약 8% 저렴하며, 40만kl (20만kl×2기) 반지하식 대비 지하공동식은 약 34% 저렴한 것으로 나타났다.

저장규모 증가에 따른 저장방식별 공사비 단가의 절감은 표 6과 같이 2004년 9월에 SK건설, Geostock 및 Technigaz에 의해 제시된 바 있다. 이 자료와 가스공사에서 제시된 설계공사비가 매우 유사하므로 공사비 추세선은 신뢰성이 있는 것으로 판단된다.

표 5. LNG 저장방식별 건설비용

구 분	지상식 통영 #8~10호기	반지하식 인천#19~20호기	지하공동식 2004년 9월 현재	
Containment 형식	9% Ni강	Membrane	Membrane	
용 량	42만kl (140,000kl × 3기)	40만kl (200,000kl × 2기)	40만kl	42만kl
설계건설비(억원)	1,817	2,403	1,599	1,673
단가(천원/kl)	432.6	600.8	399.8	398.3

표 6. 저장규모 증가에 따른 저장방식별 추정건설비

구 분	저장규모별 건설비 (억원)							
	14.2만kl	15만kl	20만kl	30만kl	40만kl	45만kl	50만kl	60만kl
지 상 식	-	660	-	1,274	-	1,861	-	2,414
반지하식	-	960	1,200	-	2,318	-	-	3,385
지하공동식	760	-	949	1,280	1,599	-	1,945	2,264

LNG 저장규모별 공사비 증감을 살펴보고자 각 저장방식별 추세선을 검토한 결과, 지하공동식은 저장용량이 커질수록 공동 굴착에 따른 시공단가가 지속적으로 저렴해지므로 대규모 용량을 선정할수록 공사비가 저렴해질 것으로 예상된다 (그림 5).

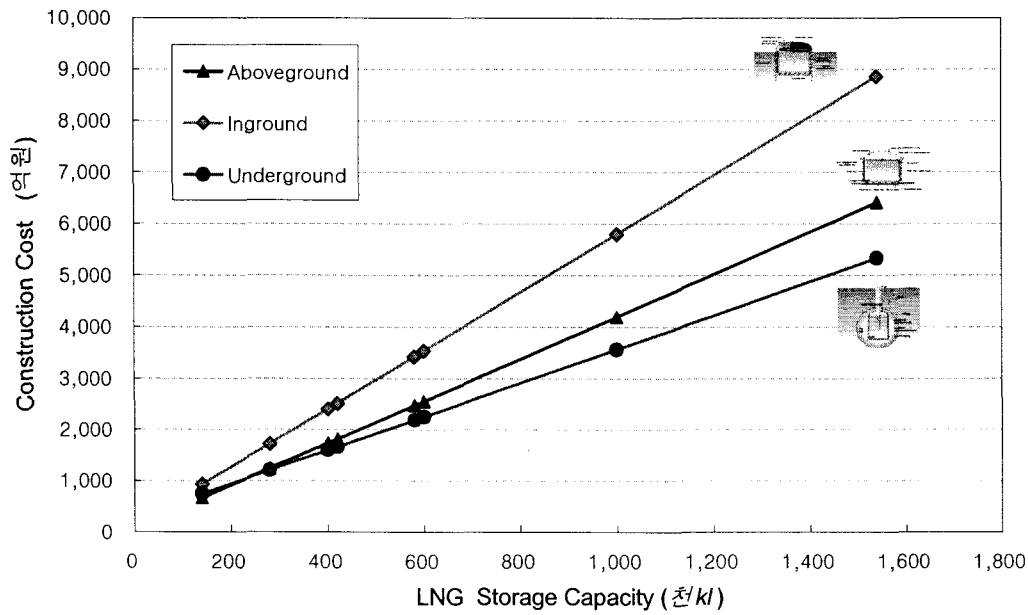


그림 5. 천연가스 저장방식 및 규모별 건설비용 추정

그림 5로부터 60만kl급 (20만kl 3기)을 기준으로 지하공동식은 반지하식에 비해 57%, 지상식에 비해 13% 이상 저렴한 것으로 추정된다. 또한 154만kl급 (14만kl 11기) 즉 약 700천톤인 경우엔 지하공동식은 지상식에 비해 20%, 반지하식에 비해 66% 이상 저렴한 것으로 예상된다.

4.2 LNG 저장방식별 운영비용 분석

LNG 저장방식별 운영비용 분석은 관련 자료의 부족으로 정량적인 평가가 어려웠다. 이에 LNG 저장방식별 유지관리 요소와 원유/LPG 지상탱크 및 지하공동에 대한 기지별 운영비용 단가(석유 공사 자료)를 근거로 하였다.

먼저 LNG 저장방식별 운영비용은 각 방식이 요구하는 저장시설의 관리 항목 및 부속설비의 종류에 따라 차이가 날 것으로 여겨진다. 이에 각 저장방식별 유지관리 요소를 표 7과 같이 분류하였다. 표에서 보는바와 같이 지하공동식은 콘크리트 벽체에 대한 유지보수 및 지반동결을 방지하기 위한 Heating 시스템이 불필요하고, 내조시스템이 지중에 설치되기 때문에 소방설비 및 안전설비가 최소화된다. 즉 입출하배관 및 Instrumentation이 통과하는 수직구 상부 Bunker 부분만 최소한의 설비가 요구된다.

표 7. LNG 저장방식별 유지관리 요소

구 분	지 상 식	반지하식	지하공동식
탱 크	<ul style="list-style-type: none"> · 콘크리트 유지보수 · 송출설비 · 질소 Sweeping설비 	<ul style="list-style-type: none"> · 콘크리트 유지보수 · 송출설비 · 질소 Sweeping설비 	<ul style="list-style-type: none"> · 송출설비 · 질소 Sweeping설비
부 속 설 비	<ul style="list-style-type: none"> · Heater · Process · Fire-fighting · Safety · BOG 처리설비 	<ul style="list-style-type: none"> · Heater · Process · Fire-fighting · Safety · BOG 처리설비 	<ul style="list-style-type: none"> · Process · BOG 처리설비

또한 지하공동식은 기존 저장방식에 비하여 BOG량이 저감되기 때문에 처리비용 (주로 BOG Compressor 전기료) 또한 1/2 정도 저감될 것으로 여겨진다. 반면 지하공동식은 지상식 및 반지하식과 마찬가지로 IBS 혹은 이에 상당하는 공간에 온도제어, Steel의 열화방지 및 누출가스 탐지 등의 목적으로 질소 Sweeping이 필요할 것으로 여겨지므로 거의 동일한 유지관리 비용이 소요될 것으로 판단된다.

LNG 지하공동식이 원유지하저장기술 + LNG 지상/반지하 내조시스템 기술의 융합기술임을 고려하여 이에 따른 운영비용은 석유공사 원유 지하저장기지의 유지관리비용(2004년 기준)에 준하여 추정하였다 (표 8).

표 8. 원유 지상/지하 저장기지의 유지관리비용 분석 (2004년, 석유공사)

구 분	원유 기지			LPG 기지
	지상탱크	지하공동		평 태
	울산	거 제	여 수	
저장용량(천배럴)	12,816	39,954	33,253	360천톤
톤당 운영비(원)	617	153	179	963

석유공사에서 운영중인 지상탱크 및 지하공동에 대한 각 기지별 운영비용 단가를 분석하면, 원유기지인 울산 지상탱크 대비 거제/여수 지하공동의 저장용량이 3배임에도 불구하고 운영비는 약 1/4 수준으로 매우 저렴하다. 그 원인은 다음과 같이 분석된다.

- 인건비 : 울산기지 대비 거제/여수기지 운영 인건비간의 차이가 미미함. 즉 저장용량이 3배 큼에도 불구하고 지하공동 자체에 대한 유지관리가 불필요하기 때문임.
- 전력수도료 : 지하공동은 펌프 설비의 전력소모가 없기 때문에 저렴함.
- 수선유지비 : 2004년 울산기지 지상탱크 대비 거제 및 여수 지하공동의 수선유지비는 6~15%에 불과함. 지하공동 자체에 대한 수선유지가 불필요하기 때문임.
- 지급수수료 : 유지관리 외주용역에 소요되는 금액 또한 거제 및 여수 지하공동이 지상탱크 대비 1/2 수준에 불과함. 이는 지하공동 자체에 대한 외주 유지관리가 불필요하기 때문임.

LNG 저장방식별 유지관리 요소의 차이 및 석유공사의 지하공동 운영 자료를 고려하면, 지하공동식은 대규모 저장이 가능하므로 운영비용에 있어서도 규모의 경제가 적용될 수 있을 것이다. 따라서 전체적으로 운영비는 원유 저장공동 사례와 유사하게 1/3 이상 줄어들 것으로 예상된다.

5. 결 론

본 연구를 통하여 LNG 지하공동 비축시스템의 기술적 가능성 및 경제성을 분석하여 다음 결과를 얻을 수 있었다.

- 1) LNG LRC (Lined Rock Cavern)방식은 지하공동 저장방식의 한 종류로 폐유전/가스전, 대수층 및 암염공동과 같이 자연적인 지질조건이 갖추어지지 않은 지역에서 LNG를 저장하기 위해 개발된 새로운 공법으로, LNG 지하공동식의 핵심기술인 지하공동 구축기술은 수십년 동안 원유/LPG 지하비축기지 건설경험을 통하여 세계적인 수준에 도달해 있으며, Ice Ring 형성을 위한 배수시스템과 BOR 저감효과는 Pilot Plant 운영을 통하여 효과가 검증되었다.
- 2) LNG 장기저장에 있어 중요한 요소 중의 하나인 BOG 발생량을 기존 방식과 비교한 결과, 지상 및 반지하 탱크 설계방식과 동일하게 정상상태로 해석한 경우에 지하공동식은 보냉재 두께가 300mm인 경우 기화율이 0.040%/일로 산정되었다. 이는 지상식의 탱크 외기 설계온도가 30℃ 이상이므로 LNG와의 온도차가 약 200℃이나, 지하공동식은 저장과 동시에 주변 암반이 냉각되어 LNG와의 온도차가 약 100℃로 줄어들므로 열 유입량이 50% 이상 줄어들기 때문이다. 따라서 지하공동식의 기화율 저감량은 지상식 및 반지하식의 1/3~1/4 수준이 될 것으로 여겨진다.
- 3) 현재 LRC 저장기술이 기술적 완성도가 매우 높아, LRC 방식의 대규모 저장시설로의 직접적인 상용화가 가능하다. 그러나, 세계 최초의 프로젝트를 감안할 때 최소 저장용량의 Prototype (3척의 LNG 수송선 용량(14만kl/척)에 해당하는 42만kl로 시공)이 선행되는 것이 적절한 것으로 판단된다.
- 4) Pilot Plant 운영, 계측결과 분석 및 수치해석 수행 등을 통하여 LRC 지하 저장기술이 검증되었으나 대규모 LNG 저장을 위한 Prototype의 시공시 저장규모의 변경으로 인하여 발생 가능한 문제에 대해서는 설계단계에서 면밀한 검토로서도 충분하리라 사료된다.
 - 저장공동의 안정성
 - 암반 배수시스템의 효율성
 - 내조시스템의 적합성
 - Ice Ring 형성범위의 적절성
- 5) LNG 저장방식별 건설비용(설계 공사비 기준) 분석을 위하여 저장규모별 공사비 증감을 각 탱크별로 검토한 결과, 60만kl급(20만kl 3기)을 기준으로 지하공동식은 지상식에 비해 13%, 반지하식에 비해 57% 이상 경제적인 것으로 추정된다. 즉 지하공동식은 저장용량이 커질수록 공동 굴착에 따른 시공단가가 지속적으로 저렴해지므로 대규모 용량을 선정할수록 공사비가 저렴해질 것으로 예상된다.
- 6) 천연가스 저장방식별 운영비용은 석유공사의 지하공동 운영 자료 및 LNG 저장방식별 유지관리 요소의 차이를 감안할 때, 지하공동식은 대규모 저장이 가능하므로 운영비용에 있어서도 규모의 경제가 적용될 것이므로 전체적으로 운영비는 원유 저장공동 사례와 유사하게 1/3 이상 줄어들 것으로 예상된다.

이상과 같이 본 기술은 기존의 지상식과 반지하식에 비하여 경제성과 안전성 측면에서 매우 유리한 것으로 분석되었으며 특히 환경친화성과 기화율 저감으로 인한 LNG 장기 저장이 가능하다는 장점을 가지고 있어 LNG 비축시스템으로 타당할 것으로 나타났다.

■ 참고문헌 ■

1. 산업자원부, 제7차 장기천연가스 수급계획.
2. 한국가스공사, 2003, 가스산업동향(9월호).
3. 한국지질자원연구원, 2003, LNG 지하저장 기반기술개발 및 Pilot Plant 운영결과 분석연구(1차년도).
4. 한국지질자원연구원, 2004, LNG 지하저장 기반기술개발 및 Pilot Plant 운영결과 분석연구(2차년도).
5. 한국지질자원연구원, 2005, 천연가스 지하공동 비축시스템 타당성 분석, 산업자원부 정책용역과제보고서.
6. Chen, Q.S., Wegrzyn J. and Prasad V., 2004, Analysis of temperature and pressure changes in liquified natural gas (LNG) cryogenic tanks, *Cryogenics*, 44, pp. 701-709.
7. Frank Heinze, et al., 2003, Report of Working Committee 2 "Underground Storage", 22nd World Gas Conference.
8. Park C., Park Y., Choi S. and Hong S., 1998, Applicable Source Program Development to Calculate BOR with LNG Tank Design Specs and Storage Dynamics, Research Report, Korea Gas Corporation.