

## LNG 지하저장 Pilot Plant 운영 및 기술 소개



**박의섭**  
한국지질자원연구원  
선임연구원



**정소걸**  
한국지질자원연구원  
책임연구원



**김호영**  
SK건설(주)  
상무



**이대혁**  
SK건설(주)  
GSUC팀장

### 1. 서론

우리나라에서 천연가스는 도시가스용의 기초생활연료로서 뿐만 아니라 전력생산 및 산업용으로서 절대적인 에너지원으로 자리잡고 있으며, 특히 지구환경문제와 관련하여 청정에너지로서 더욱 부각되고 있다. 현재 국내에서는 액화천연가스(LNG; Liquefied Natural Gas)가 주로 사용되는데, 이는 가스 상태의 천연가스(NG; Natural Gas)를 영하 162℃로 냉각시켜 부피를 1/600로 압축시킨 액체 상태의 LNG가 대량 수송과 저장이 용이하기 때문이다.

국내 천연가스 수요는 꾸준히 증가하여 2003년 18,447천톤에서 2017년 31,657천톤으로 연 평균 3.93% 수준으로 증가할 것으로 전망하고 있다. 이에 따라 우리나라는 수요 급변, 생산국 생산차질 등에 따른 수급불안을 고려하여 천연가스 긴급대응분을 2010년 이후 15~20일 분 수준으로, 천연가스의 저장비율을(6차 12%→7차 12.7%) 상

향 조정하면서 저장탱크 증설 및 조기 완공 계획을 발표하였다. 국내에서 천연가스 저장을 위하여 현재까지 사용한 방식은 전 세계적으로 널리 사용되는 지상(Above-ground) 및 반지하식(In-ground) 탱크방식을 채택하여 왔다. 하지만 이러한 방식은 대규모 저장시 넓은 규모의 부지를 필요로 하며, 환경문제 및 민원 제기 등으로 많은 어려움을 겪고 있는 실정이다. 이러한 문제점을 해결하고자 극저온의 LNG를 지하 암반 내에 저장하려는 시도는 해외 선진국에서 수십년전부터 추진되어 왔지만 성공적이지 못하였으나, 최근 새로운 개념의 LNG 복공식 지하 공동 저장방식이 개발되었다.

LNG 복공식 지하공동저장(Lined Rock Cavern, LRC) 방식은 상압조건에서 극저온(-162℃)의 액체상태로 저장하는 개념으로 국내 SK건설(주)와 프랑스 Geostock, Technigaz사 등 3개 회사에 의해 세계 최초로 공동 개발되었고, 한국지질자원연구원과 함께 Pilot Plant 건설 및 운영을 통하여 상용화시에 활용할 기술의

완성도를 검증하였다. 이 저장기술은 기존의 지상식과 반지하식에 비하여 경제성, 안전성 및 환경친화성 등에 유리하며, 특히 BOG 저감으로 인한 LNG 장기 저장이 가능하다는 장점을 가지고 있다. Pilot Plant의 건설과 운영을 통하여 검증된 기술을 토대로 LNG 지하공동 비축 시스템의 기술적 타당성에 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 분류 한다(국제가스연맹 지하저장 전문위원회, WOC 2).

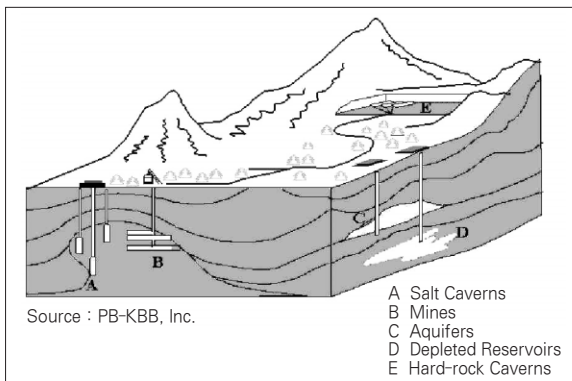


그림 1. 지하저장시설의 종류

대수층 저장방식은 유전과 유사한 지질 조건을 갖춘 지층의 대수층 상부에 천연가스를 주입 저장하는 방식이며, 암염 저장방식은 마찬가지로 암염을 녹여 만든 공동에 천

연가스를 저장하는 방식으로서, 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 공동에 기체 혹은 액체 상태의 천연가스를 저장하는 방식으로서, 현재 가스 상태로 저장하는 방식은 체코 Transgas사가 6곳의 부지에 상용화하였고, 북유럽 스웨덴에서는 Pilot 실증 시험을 거쳐 현재 상용화를 완료하였다. 액체 상태로 저장하는 방식은 북공식 저장공동 개념으로 국내 SK건설(주) 및 프랑스 Geostock, Technigaz사 등에 의해 상용화 단계에 와 있다. 천연가스를 액체 상태로 저장하게 되면, 기체 상태로 저장하는 것에 비해 같은 저장공간에 저장량 대비 600배 많은 천연가스를 저장할 수 있으므로 저장효율을 높일 수 있다.

### 2.2 해외 천연가스 지하저장 현황

전 세계적으로 지하저장시설로부터 회수 가능한 가스 저장용량은 340 bcm(Billion Cubic Meter, NG)으로서 지하저장시설은 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 지질조건을 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% 순이며, 서유럽의 경우 폐유전/가스전 67%, 대수층 21%, 암염 및 지하암반공동은 13%이다.(그림 2, IGU WOC-2 report(2003))

천연가스 지하저장의 국제 현황을 각 국가별로 살펴보면 다음과 같다.

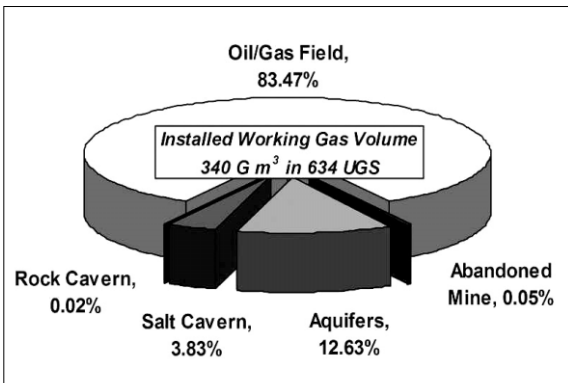


그림 2. 해외 가스지하저장(UGS) 현황 (2003년말 현재)

### 1) 중국, 이란 및 인도

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

### 2) 한국 및 일본

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

일본은 Nigata현내 5개의 폐유전을 활용하여 비상용 저장 및 지역 수요의 완충재고 역할을 수행하고 있으며, 다른 폐유전/가스전은 수요처로부터 원거리에 위치하여 한계가 있다.

이에 일본 정부의 주도로 천연가스 대규모 지하저장 프로젝트계획이 발표(03년 12월)되었으며, 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)한 후, 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 암반공동에 고압 천연가스(PNG)를 저장하는 신기술(LRC Technology)을 개발하여 상용화를 추진 중에 있다.

### 4) 미국

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 건설을 모색 중에 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 입지조사를 실시 중에 있다.

### 3. LNG 지하공동 저장기술

#### 3.1 개요

1970년대 이후로 무복공(Unlined) 암반내에 LNG를 저장하고자 하는 시도가 외국에서 있어왔지만, 대부분 성공적이지 못했다. 주변 암반이  $-162^{\circ}\text{C}$ 의 극저온에 노출되어 열균열(Thermal crack)이 발생하였으며, 그 결과 저장 가스의 누출 및 열유속(Heat flux)의 증가를 불러일으킴으로서, 과도한 기화(Boil-off)에 따라 결국 저장을 포기하였다.

한편, SK건설 및 Geostock, SN Technigaz 3사는 복공식(Lined) LNG 지하저장 시설의 상용화를 위하여 수년 동안 개념 개발을 수행하였으며, 2002년 한국지질자원연구원내에 Pilot plant를 건설하기로 하였다. 이후 2002년부터 약 1년간 기본 및 실시 설계가 수행되었으며, 2003년부터 2004년까지 Pilot 저장공동의 시공과 계측작업이 실시되었고, 현재 상용화를 위한 실규모 건설사업을 추진중에 있다.

LNG LRC(Lined Rock Cavern)방식은 지하공동 저장 방식의 한 종류로 폐유전/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 공동 내부벽면에 콘크리트 라이닝 및 보냉재인 폴리우레탄 폼과 주름진 내부 스텔

인레스강 멤브레인을 설치하여 저장물의 기밀성을 유지(Containment system, 내조시스템).

- 기존 저장방식과는 달리 저장탱크 본체를 지하암반에 설치함으로써 외부로부터 열 유입이 매우 작아 가스 기화율을 최소화하여 장기간 저장이 가능함.

LNG 지하공동 저장원리는 저장된 LNG의 극저온도( $-162^{\circ}\text{C}$ )가 containment system 을 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 구성 요소는 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

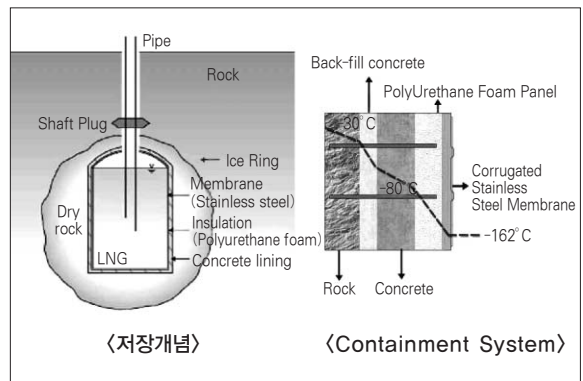


그림 3. LNG 지하공동식 저장개념 및 Containment System

#### 3.2 LNG 지하저장방식 Pilot Plant 실증실험

지하공동 저장시설의 전반적인 성능시험과 현장 계측치와 기존 실험실 시험결과간의 부합성 확인을 통하여 LNG 지하공동 저장기술의 타당성을 입증하고자 한국지

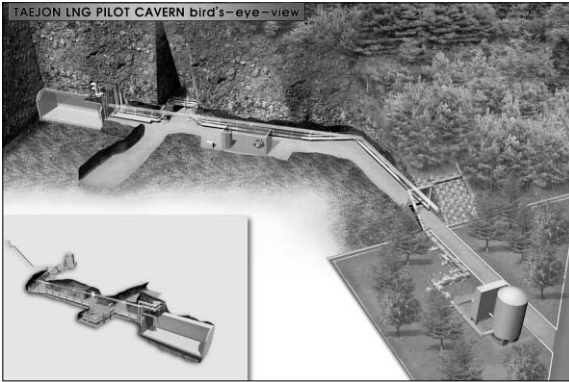


그림 4. LNG 지하저장 Pilot Plant 조감도(한국지질자원연구원내)

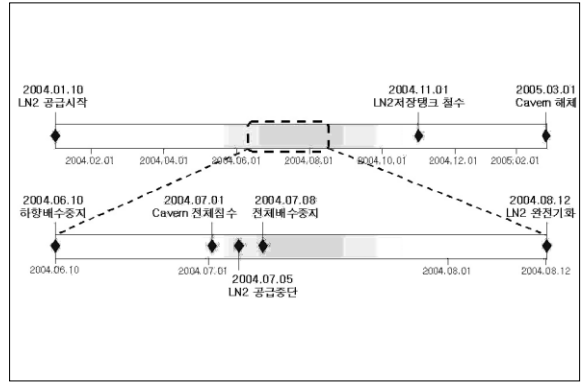


그림 6. 대전 Pilot LNG 저장공동 운영일지

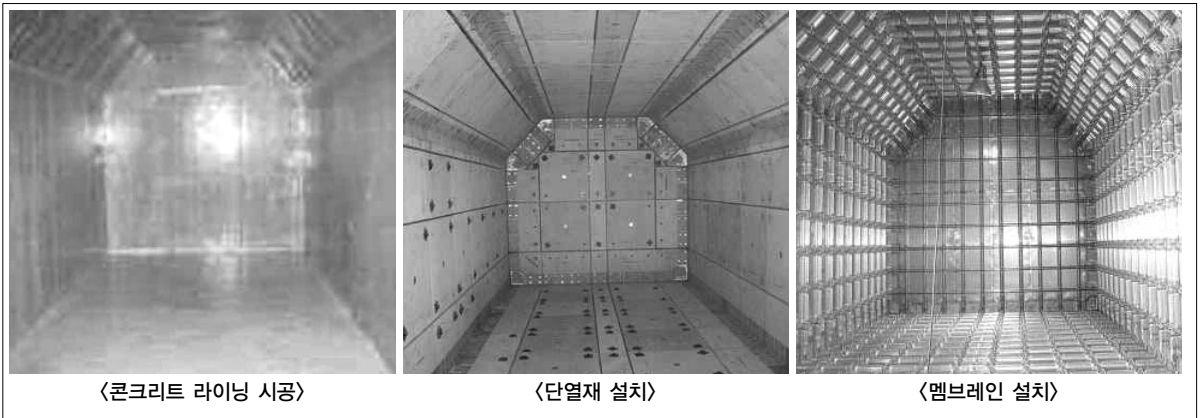


그림 5. LNG 지하저장 Pilot Plant 시공과정

질자원연구원 부지에 저장규모 110m<sup>3</sup>(10m x 4m x 4m)의 LNG 저장공동을 건설하였다.(그림 4, 5)

저장공동은 지표로부터 대략 20m 하부에 위치하고 있어, LNG 저장으로 인한 지상 식생의 영향을 살펴보는 데 유리하였으며 Pilot Plant 운영결과 지상 식생물에는 피해가 없는 것으로 확인되었다. 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 공동주변의 지하수를 배수시킨 후 2004년 1월 10일부터 LN2 공급을 시작하여 7월 5일 공

급 중단하였으며, 빙벽(Ice-Ring) 생성을 위해 6월 10일부터는 하향 배수를 중지하고 7월 8일부터는 전체 배수를 중지하여 지하수위가 회복되도록 하였다.(그림 6) 또한 이 기간 이후에도 빙벽의 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.(그림 7)

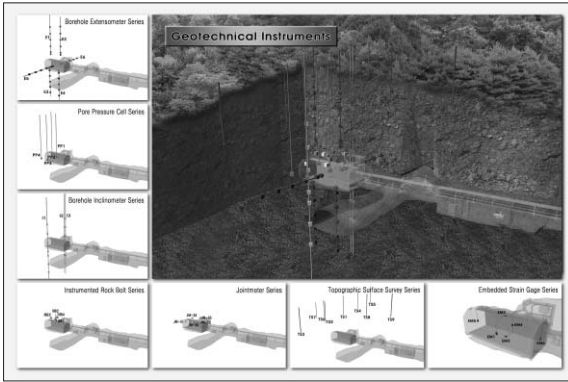


그림 7. Pilot Plant에 설치된 계측센서의 배치도

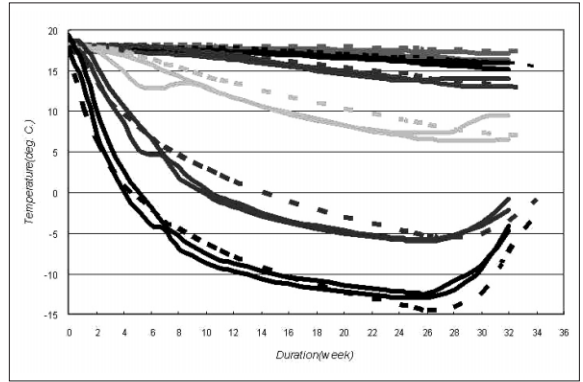


그림 8. 시간에 따른 암반내 온도변화(실선:계측치, 점선: 해석치)

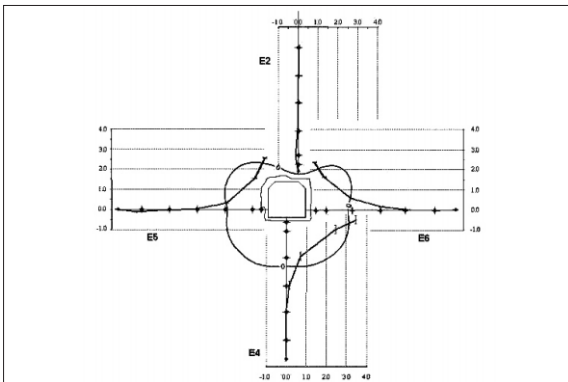


그림 9. 저장공동 주변의 지중변위 변화(+: 암반쪽, -: 공동쪽)

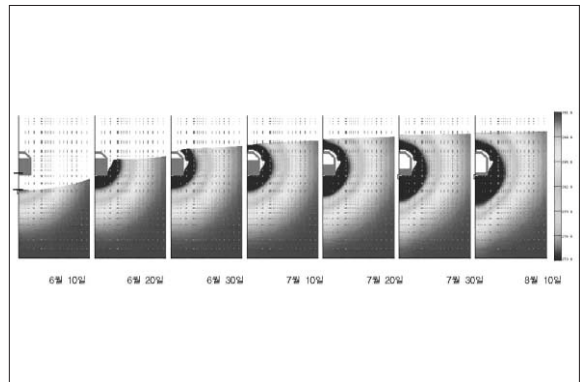


그림 10. Pilot 저장공동 주변의 빙벽 형성과정 모사

본 연구에서는 암반의 변위와 온도 계측결과를 수치해석 결과와 비교하였다. 그림 8에서 보는 바와 같이 암반내 온도전파가 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 9)

온도 계측결과를 이용하여 주변 암반에서 배수 중지후 빙벽이 생성되는 과정을 모사한 결과는 그림 10에 나타나 있다.

Pilot Plant 운영시 이론적으로 계산된 값과 실제 측정

된 값의 차이를 확인함으로써 향후 정확한 기화율(BOR, Boil Off Rate)계산에 반영하고자 하였다. 기본적으로 Pilot plant의 BOR은 단기간에 암반의 냉각을 이루기 위해 10cm 두께의 단열재와 내부관찰용 맨홀을 설치한 관계로 인해 상당히 크게 측정되었으나, 실규모 상용화 시설에서는 30~40cm 정도의 단열재를 사용하게 되고 내부관찰용 맨홀이 설치되지 않으므로 지상시설보다 낮은 기화율이 발생하는 것으로 분석되고 있다.

그림 11은 LN2 저장이후 시간이 경과함에 따른 기화율 발생량을 나타낸 것이다. BOR test는 Pilot 시험결과를, Theoretical Estimation은 설계단계 이론식에 의한 Pilot 예측치를, Numerical Model Estimation은 설계

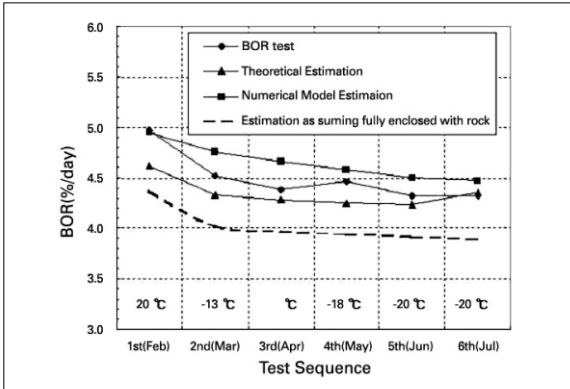


그림 11. Pilot 시험에서의 시간에 따른 기화율 발생량

단계 수치해석에 의한 Pilot 예측치들, Estimation assuming fully enclosed with rock은 Pilot 전면이 진 입터널에 노출 없이 암반내에 존재한다는 가정에 의한 이론식 예측치를 보여준다. BOR 절대 수치는 설계 사항으로 조절 가능하며, 실측치와 예상치가 잘 일치함을 확인할 수 있다.

표 1. 국내 LNG 저장방식별 특성 및 장단점 비교

| 소 구분           | 지상식(Above-ground)            | 반지하식(In-ground)                | 지하공동식(Underground) |
|----------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------|
|                | 평택, 인천, 통영기지                 | 인천기지                           |                    |
| 모 식 도          |                              |                                |                    |
| 형 식            | Con'c + 내조시스템                | 흙 + Con'c + 내조시스템              | 암반 + Con'c + 내조시스템 |
| 기 화 율 (vol%/일) | 9% Ni강 : 0.075<br>멤브레인 : 0.1 | 0.1                            | 0.04 이하            |
| 규 모            | 10만, 14만kl                   | 20만kl                          | 제한 없음 (최대 150만kl)  |
| 유지관리           | 콘크리트 내구성확보<br>바닥 Heating시스템  | 콘크리트 내구성확보<br>측벽/바닥 Heating시스템 | 없음                 |
| 보 안 성          | 테러, 지진, 해일에 취약               | 테러, 지진에 취약                     | 매우 양호              |
| 환경친화           | 불리                           | 불리                             | 매우 유리<br>지상부지 활용가능 |

### 3.3 기존 저장방식과의 비교

지상식 탱크는 현재 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 1에 나타내었다.

### 3.4 기화율(Boil Off Rate) 검토

#### 1) 저장방식별 기화율 산정

LNG 저장에 있어 기화율은 저장탱크의 운영효율성에서 매우 중요하며 각 저장방식별 대표 기화율을 표 2에 나타내었다.

표 2에서 지상 및 반지하식 저장탱크는 STS304 멤브

표 2. 저장방식별 기화율

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

레인형 또는 9% Ni강형에 대한 기화율 설계기준치가 제시되어 있으나, 실제 운영 중에는 이보다 큰 기화율이 발생되고 있다는 연구보고가 있다. 즉 LNG 탱크 10기를 가동 중에 있는 평택기지의 발생 BOG량은 정상 운전 중에는 32,580 Nm<sup>3</sup>/hr(시간당 LNG 26톤)이 된다고 발표되었다.(TEI, 1995, Technical note, Rev.1, pp.1-5) 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 이중가열 시스템이 필요하며 지열의 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.

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

여기서,  $K_i$  : 보냉재(Insulator)의 열전도도,

$e_i$  : 보냉재의 두께,

$T_i$  : 보냉재 외면 온도,

$T_{LNG}$  : LNG의 온도,

$L_{LNG}$  : LNG의 잠열,

$\rho_{LNG}$  : 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 BOR을 산정한 결과, 지하공동식은 냉열전파로 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 3과 같다. 이들 수치는 실제 암반 주변의 지하수 유동과 냉각으로 인한 빙벽 생성을 고려할 경우 더욱 낮아지게 된다. 그러므로 지하공동식 저장시설은 기존 저장시스템에 비해 상당히 낮은 기화율이 유지될 수 있고 저장기간이 길어지게 되므로 천연가스의 비축이 가능할 것으로 여겨진다.

3.5 최소 실규모 저장공동의 개념

현재 LNG 지하공동 저장기술의 기술적 완성도가 매우 높아, LRC 방식의 대규모 저장시설로의 직접적인 상용

표 3. 저장공동 저장기간별 발생 기화율의 계산치(비정상상태)

| Insulation<br>두께 | Transient 해석 |       |       |       | Steady-State<br>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              |



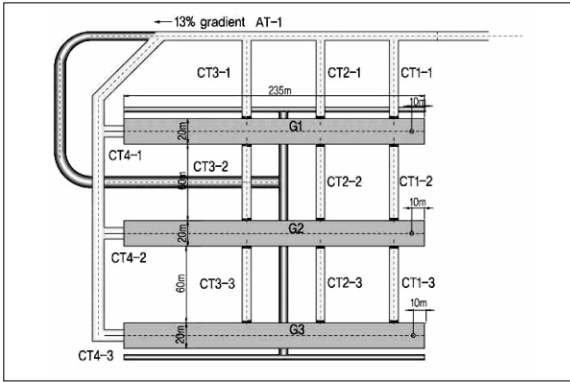


그림 12. 42만kl급 저장공동의 평면 및 단면도

화가 가능하다. 만약 세계 최초의 프로젝트로서 기존 사례가 없다는 Risk가 문제시 된다면 실규모 저장공동은 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 건설이 가능할 것으로 여겨진다. 그림 12는 저장용량 42만kl의 지하 LRC 저장시설의 개념도를 보여준다.

#### 4. 결론

본 고에서는 한국지질자원연구원내에 설치된 LNG 지하저장 Pilot Plant의 운영을 통하여 얻은 기술적 측면을 언급하였다. 세계 최초로 개발된 Containment를 설치한 지하공동식 저장방식은 폐유전/가스전, 대수층 및 암염 공동과 같이 자연적인 지질조건이 갖추어지지 않은 지역에서 LNG를 저장하기 위해 개발된 새로운 공법으로서 수십년동안 원유/LPG 지하비축시설의 지하공동 구축기술과 LNG 수송선의 containment 시스템 기술이 결합된 기 검증된 요소기술들을 이용한 것이다.

또한 Pilot Plant 운영, 계측결과 분석 및 수치해석 수행 등을 통하여 LRC 지하 저장기술이 검증되었으나 대

규모 LNG 저장시설 시공시 저장규모의 변경으로 인하여 발생 가능한 문제들은 현재 LRC 저장기술이 기술적 완성도가 매우 높아 설계단계에서 면밀한 검토로서도 충분하리라 사료된다.

특히, 지하공동식 저장시설은 외기와의 직접적인 접촉이 없고 운영중 암반의 지속적인 냉각과 지하수의 영향으로 인해 기존 저장시스템에 비해 상당히 낮은 기화율을 유지할 수 있다. 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. 지하공동식의 기화율 저감량은 지상식 및 반지하식의 1/3~1/4 수준이 될 것으로 예상되며 이러한 장점은 기존의 지상식이나 반지하식 저장탱크가 임시 보관용으로 기능한 것에 비해 저장기간을 더욱 길게 하여 천연가스의 비축이 가능할 것으로 여겨진다.

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 비축 시스템으로 타당할 것으로 나타났다.

#### 참고문헌

1. 산업자원부, 제7차 장기천연가스 수급계획
2. 이대혁, 이철욱, 이희석, 김호영, 정소결, 한공창, 2004, 대전 LNG Pilot Cavern 건설공사 요약 및 초기 계측자료 분석 결과 - 암반공학적 측면을 중심으로, 2004 한국암반공학회 춘계학술발표회 논문집, pp.85-99.
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, LNG 지하저장 기반기술개발 및 Pilot Plant 운영결과 분석연구(3차년도)
6. 한국지질자원연구원, 2005, 천연가스 지하공동 비축시스템 타당성 분석, 산업자원부 정책용역과제보고서
7. 한국지질자원연구원, 2006, 천연가스 국가비축 타당성조사 연구, 한국석유공사
8. Dalstrom, L. O. 1992. Rock mechanical consequences of refrigeration –a study based on a pilot scale rock cavern. Ph.D Thesis, Chalmers University of technology, Gothenburg, Sweden.
9. Frank Heinze, et al., 2003, Report of Working Committee 2 "Underground Storage", 22nd World Gas Conference
10. Giamheden, R., Lindblom, U. 2002. Thermal and mechanical behaviour of refrigerated caverns in hard rock. *Tunnelling & Underground Space Tech.* 17, pp. 341–353.
11. Lee, D.H., Kim H.Y., Gatelier, N., Amantini, E. 2003a. Numerical study on the estimation of the temperature profile and thermo-mechanical behaviour in rock around the Taejon LNG Pilot Cavern. *International Symposium on the Fusion Tech. of Geosystem Eng., Rock Eng. And Geophys. Exploration*, Seoul, Korea, Nov. 18–19, 2003, p.233–237.
12. Lee, D. H., Lee, C.W., Do, H.L., Kim H.Y., Bodin, J. 2003b. Amantini, E., A case study on the efficiency test of groundwater drainage system for Taejon LNG Pilot Cavern. *International Symposium on the Fusion Tech. of Geosystem Eng., Rock Eng. And Geophys. Exploration*, Seoul, Korea, Nov. 18–19, 2003, p 711–715.
13. 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
14. Sawa, K., E. Niwa, Y. Tsutsumi and A. Masunaga, 2003, Study of Lined Rock Gas Storage Technology, *JHPI*, Vol 41, No 2, 71–78.