Bull. Res. Inst. Mar. Sci. & Tech.
Korea Maritime University
Vol.3 ,1994

극지용 파이프라인의 설계 및 설치기술 고찰
(A study on the design and installation of Arctic pipelines)

박 한 일, 최 경 식

한국해양대학교 해양공학과

요 약

본 논문에서는 빙해역에서 채굴된 천연가스나 석유를 수요지까지 이송하기 위한 극지용 파이프라인 (빙해역 해저 파이프라인 및 육상 동토지역 파이프라인) 의 설계 및 설치에 관련된 일반적인 사항들을 소개한다. 먼저 육상 동토지역용 파이프라인 설계시 고려해야할 주요 환경하중 및 설계요소를 간략히 언급한다. 아울러 육상 동토지역에 설치될 석유 및 천연가스이송용 파이프라인 각각의 설계 및 설치관련 특수공법을 소개한다. 다음으로 빙해역 해저 파이프라인 설계와 관련된 주요 환경하중 및 설계요소들을 알아본다. 동시에 일반해역과 구분되는 빙해역 해저 파이프라인의 굴삭 및 부설공법과 그 문제점 등을 논한다.

1. 서 론

극지방은 지구상에 남은 최후의 자원부존 지역으로서 석유와 천연가스를 비롯한 각종 자원이 풍부하게 매장되어 있는 것으로 알려져 있다. 북극해에 인접한 미국, 캐나다를 포함한 유럽의 선진국들은 고도의 기술과 자본을 이용하여 이들 자원의 개발에 노력하고 있는데, 현재 알래스카의 North Slope, Prudhoe Bay, 캐나다 북안의 Beaufort해, Labrador해, Hudson만, 러시아 북안의 Kara해, Barents해, 동시베리아의 Okhotsk해, 유럽의 북해 등지에서 석유와 천연가스의 시추와 생산이 이루어지고 있다.

이와 같은 극지 빙해역에서 생산된 석유나 천연가스는 주로 해저 파이프라인과 그것에 연결된 육상 동토지대 파이프라인을 통하여 수요지까지 이송된다. 빙해역에서는 해저 파이프라인에 의한 방법 이외에 유조선에 의해서도 수송되기도 하나 빙상상태에 따라 수송을 중단해야 하는 단점이 있어 빙해역에서는 해저 파이프라인에 의한 이송이 선호되고 있다. 한편 육상 동토지역에서의 유류수송은 철도에 의해

서도 가능하나 경제적인 이유로 인하여 파이프라인에 의한 이송이 보다 일반적이다. 러시아에서 석유수송의 경우, 파이프라인에 의한 비용이 철도의 수송비용 보다 4분의 1 내지 8분의 1 정도로 경제적이라 한다.

근래 극지역 주변 해역에는 해저 파이프라인이 설치되고 있으며 앞으로도 상당한 규모가 설치될 예정으로 있다. 육상 동토지역용 파이프라인도 현재 30,000 마일 이상 설치되어 있으며 앞으로도 많은 설치가 예상된다. 특히 극지용 파이프라인의 부설계획은 극동지역에서 활발한데, 그 예로서 보스톡플랜과 트란스아시아 파이프라인 계획을 들 수 있는데 보스톡플랜은 시베리아 및 사할린 천연가스전을 개발해 한국 및 일본으로 이송하는 계획이다. 트란스아시아 파이프라인 계획은 야쿠츠크 및 사할린에서 개발한 천연가스이송 파이프라인 부설계획 이외에도 인도네시아, 호주, 필리핀, 싱가포르등 아시아지역 전체를 연결하는 엄청난 규모의 파이프라인 부설계획이다.

극지용 파이프라인의 부설에 있어서 가장 특징적인 문제는 극지의 다른 구조물과 마찬가지로 **低溫**과 **結氷**이라 할 수 있다. 따라서 극지용 파이프라인은 일반 해역 및 육지에서 운용되는 파이프라인에 비해 형상, 구조강도, 저온특수설비 등에서 새로운 개념의 기술이 요구된다. 예를 들어 파이프재료의 선택, 밀봉 및 용접기술, 파이프라인의 부설과, 유지보수 등의 문제를 해결할 필요가 있다.

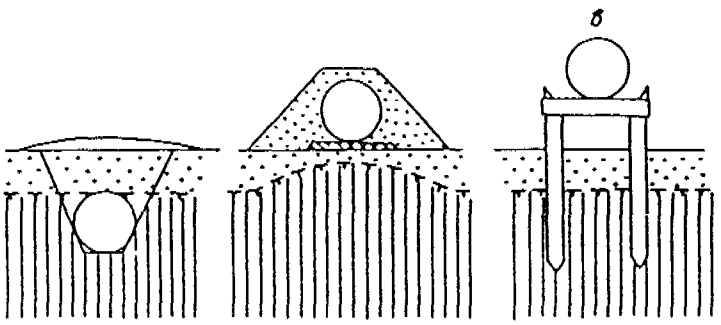
일반 해역 및 육상에 설치되는 파이프라인에 대한 연구는 그 동안 많은 연구가 진행되어 왔으며 현재 이론적인 체계가 상당히 이루어져 있으나 빙해역과 육상 동토지역에 설치되는 파이프라인에 대한 연구는 상대적으로 미흡한 실정이다. 외국에서는 80년대 후반부터 극지용 파이프라인, 특히 빙해역 해저 파이프라인에 대한 연구가 활발히 시작되었고 (Archibald, 1992; Kamyshev, 1993; Key, 1985; Kharionovsky, 1992; Khatib et al., 1992; Weider et al., 1985; Weber and Mudan, 1992), 국내에서는 주로 극한지 건설공사와 관련된 연구가 일부 발표된 바 있다 (조천환 외, 1993; 홍성완 외 1992).

2. 육상 동토지대 파이프라인

먼저 현재까지 설치된 육상 동토지역용 파이프라인 중 대표적인 예는, 석유이송용 파이프라인으로 Trans-Alaska Pipeline 를 들 수 있으며, 천연가스이송용으로는 Alaska Highway Gas Pipeline 과 Mackenzie Valley Gas Pipeline 를 들 수 있다. 이것들은 Beaufort해 Prudhoe만에서 채굴된 석유와 천연가스를 북미지역으로 이송하기 위한 것이었다. Trans-Alaska Pipeline 는 전 길이가 1,300 km, 파이프의 직경이 1.22 m, 두께가 1.27 cm 인 강철 파이프로서 하루 120만 배럴의 석유를 수송

한다. 가스파이프라인의 직경은 석유파이프에 비해 비교적 크며 Alaska Highway Gas Pipeline 의 경우 직경이 약 1.42 m 이다. 러시아의 동토지대에도 대규모의 파이프라인이 부설되었는데 1960년대에 처음으로 야쿠츠크 (Yakutsk) 지역에 설치된 것은 총 길이가 600 km, 직경이 0.53 m 였다. 또한 1968년-1969년에 노릴스크 (Norilsk) 지역에 직경 0.72 m, 총 길이 600 km 인 가스파이프라인이 부설된 바 있다.

이와 같은 육상 동토지역용 파이프라인을 건설하는 방법으로는 최초에는 보통 파이프라인 전 길이를 흙속에 묻는 것이었다. 그러나 파이프라인 내의 유체가 석유와 같이 고온인 경우 지반이 녹게 되어 파이프라인의 안정성에 문제가 발생한다. 따라서 고온파이프인 경우 그림 1(c)에서와 같이 파이프라인을 가설대 위에 설치하는 방법이 채택되었다. 한편 천연가스를 이송할 때는 가스온도를 0 °C 이하로 낮추어 보내는 경우가 많은데 이때에는 가설대 없이 재래식의 매설방법을 따르고 있다 (그림 1(a)). 그림 1(b)에서와 같이 육상 동토층 지표면 위에 설치하여 흙을 덮는 방법도 있다.



(a) (b) (c)

그림 1 극지용 파이프라인의 세 가지 부설방법.
(Methods of constructuring main pipelines in permafrost areas [Kamensky, 1993])

2.1 주요 환경하중 및 설계요소

가설대 위에 파이프라인을 설치할 경우 설계시 고려해야 할 사항은

- 자중 (파이프 자체, 내용물, 절연체 및 피복제 등의 전체 자중)
- 열팽창 및 수축에 따른 하중
- 내부 압력
- 지진
- 풍력 (강풍으로 인한 풍압력의 크기는 1.0 MPa 나 됨)
- Vortex sheding 에 의한 진동
- 적설하중 (snow)
- Foundation jacking 과 settlement 등이다.

매설하는 파이프라인의 경우 고려해야 할 사항은

- 자중
- 지진
- 토압 및 내부압력
- 지반차등침하
- 열팽창 하중 등이다.

천연가스 이송용 파이프라인은 특히, 내부압력이 4,000 psi 이상 되기 때문에 파이프의 원환응력에 의한 좌굴이 중요한 고려 사항이다. 육상 동토지역에 매설된 파이프라인의 경우 지반차등침하에 대한 연구가 중요하다 (Nixon, 1992). 또한 열팽창 하중에 의한 좌굴발생도 중요한 연구대상이다 (Williams et al., 1992).

육상 동토지역에 파이프라인을 설치하기 위한 가장 중요한 환경요소가 지반환경이다. 따라서 파이프라인 설계시 동토지대의 지반환경을 보다 자세히 검토할 필요가 있다. Trans-Alaska Pipeline의 경우 1977년 석유가 이송되기 시작된 이래로 동토 융해로 인한 파이프 및 지반의 갑작스러운 붕괴가 발생해 두 번의 파이프라인 파열과 유출사고가 있었다.

2.2 석유이송용 파이프라인

석유이송용인 경우 같은 펌프압력에 대해 유동량을 증가시키기 위하여 석유의 온도를 상당히 높이고 점성을 낮추어 이송하게 된다. Trans-Alask Pipeline 에서는 유전 플랫폼에서 85 ℃ 로 시작하여 약 65 ℃ 내외로 유지하여 흐르게 했다. 그러

나 영구동토 지역인 경우 이와 같은 온도로 이송하면 파이프 주변의 얼음이 녹게 되어 파이프라인이 밑으로 계속 침하하게 되는 위험한 상태가 된다. 영구동토 위에 그냥 매립한 경우 파이프라인이 계속 침하하여 1년에 무려 약 10 m 까지 침하하게 된다 (Williams, 1989).

이러한 문제점을 극복하기 위해 가설대를 이용해 파이프라인을 지면 위로 설치하고 지면과 파이프라인 사이에 공기가 통하도록 하여 파이프로 부터 전달되는 열이 지반을 융해시키는 것을 상당히 억제하도록 하는 설계개념이 나오게 되었다. 이와 같은 가설대를 파일지지대 혹은 수직지지대 (VSMs : Vertical Support Members) 라고 부르는데 이 수직지지대는 파이프라인 자중, 강풍에 의한 풍력, 지진에 의한 힘 등을 견디어 낼 수 있어야 한다. 그림 2 는 자세한 VSMs 시스템의 구조를 보여 주고 있다. 물론 VSMs 위로 파이프를 설치하였다고 해도 지반의 융해가 전혀 발생하지 않는 것은 아니다. 가설대를 통하여 파이프의 열이 땅속으로 전도되기 때문에 이러한 문제점을 극복하기 위해 열적 VSMs 시스템 (Thermal VSMs System) 이 고안되었다.

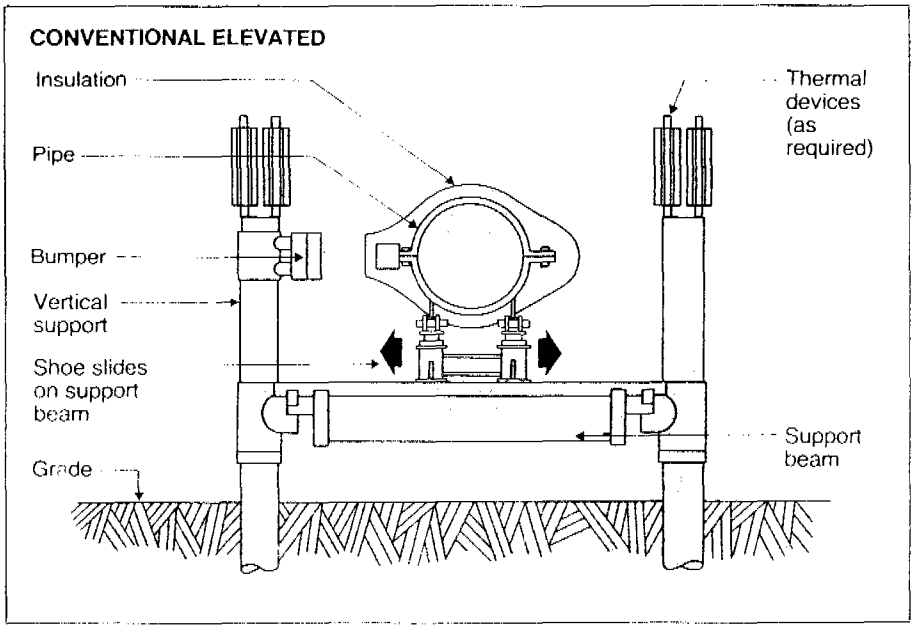


그림 2 지면위 연직지지대 (VSMs) 의 상세구조.
(Detailed structure of VSMs above ground [Williams, 1989]))

열적 VSMs 시스템은 동축열사이폰 또는 열파이프라고 불리는 장치를 갖추고 있다. 이것의 설계가 열적 VSMs 시스템의 핵심기술인데 가설대 주위 공간에는 모래와 물을 혼합한 slurry 를 채워서 얼게 하였다. 장래에는 slurry 보다 훨씬 효과가 큰 것으로 알려진 polyurethane compounds 가 사용될 것이다.

이 열파이프는 겨울에 작동하는데 그 원리는 파이프 내에 냉각제를 넣어 지상의 온도가 지반내 온도보다 낮을 경우 대류작용을 이용해 지반으로 부터 열을 뽑아 영구동토의 동결상태를 더욱 강화시키는 것이다. 다시 말하면, 지상의 온도 보다 높은 지반온도를 지반내에 묻혀 있는 증발장치를 이용해 증발시키고 발생된 증기가 상부로 올라가 발산장치를 통해 공기로 열을 배출하며 지상에서 냉각된 증기는 다시 지반내로 내려가는 일련의 자동순환과정의 열교환이 이루어지는 것이다 (그림 3). 이 열파이프는 여름에는 작동하지 않는다. 열파이프내 냉각제로서는 프로판 가스, 암모니아, 등유 등을 사용한다.

VSMs 시스템의 높이는 보통 8 m 에서 어떤 경우에는 20 m 이상이 필요할 경우가 있다. VSMs의 높이는 열파이프의 작용에 좌우되기도 한다. 한편 파이프라인 그 자체는 열적압축과 팽창으로 인해 길이가 변하게 되므로 일직선이 아닌 구부러진 형태로 배치하며 동시에 횡방향의 이동을 고려하여 약 4 m 정도 측면 여유공간이 있다. 횡방향의 이동을 원활하게 하기 위하여 가동 슈 (shoe) 가 설치되어 있다. 이러한 여유공간은 지진작용에 의한 영향을 고려하는 역할도 한다. 한편, 250 m 마다 단순화된 지지장치를 설치하여 파이프가 고정되도록 한다.

동토지역에 파이프라인을 건설할 때에는 파이프라인 및 수직지지대 주변토의 동결융기 및 융해침하 현상이 대단히 중요하며 이것은 설계요소들 중에서 지반불균형, 주변토 이동해석 등과 직결되어 있다. 따라서 주변토의 동결융기 및 융해침하로 인한 수직지지대의 융기현상 (frost heave on foundation 또는 ice jacking 현상이라고 불림) 메카니즘과 매설된 파이프라인에 미치는 동상력 등을 연구할 필요가 있다. 또한 이것들은 파이프라인 설계시 가장 중요한 요소인 좌굴현상과 직결되어 있다.

가설대 위에 설치되는 파이프라인인 경우 위와 같은 위험성 외에도 바람에 의해 파이프라인 주위에 발생되는 vortex shedding 에 의한 영향도 중요하다. 즉, vortex sheding이 발생하면 파이프라인이 진동하게 되어 파이프라인의 안정성에 큰 문제점이 발생한다. Vortex shedding 에 의한 파이프라인의 진동크기는 작으나 파이프라인의 피로수명에는 상당한 영향을 미치는 것으로 알려져 감쇄장치의 필요성이 있다.

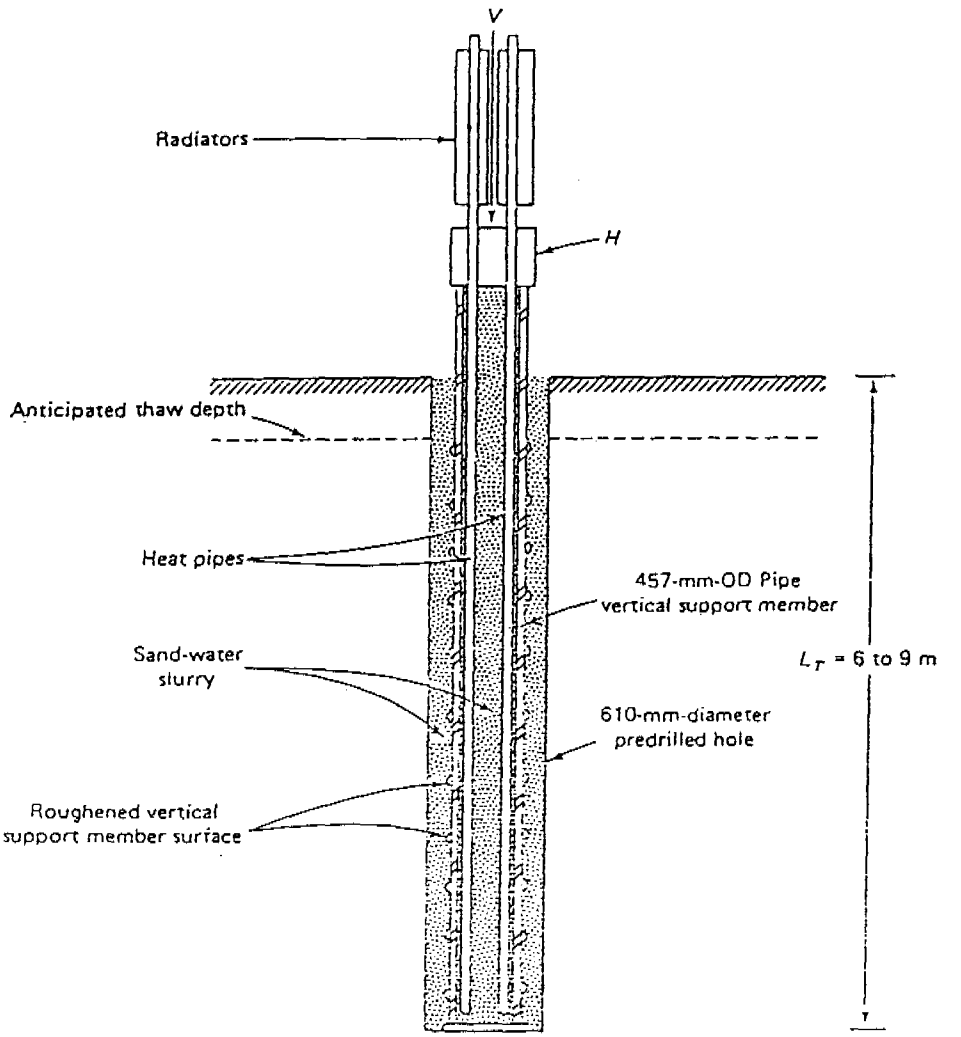


그림 3 열파이프 시스템의 구조.
(Structure of heat pipes [홍 성완 외 3인, 1992])
(a) VSMs 의 지면밑의 상세구조

석유이송용인 경우에도 환경조건에 따라 온대지방의 시공법과 유사하게 재래식으로 45 cm - 4 m 의 깊이에 매설하기도 한다. 그림 4 에 매설공법의 예를 보여주고 있다. 이때 매설된 강철 파이프라인의 부식을 막기 위해서 두 개의 아연양극선 (Zinc-ribbon anodes) 이 파이프를 따라 매설되어 있다. 앞에서 언급한 바와 같이 매설공법인 경우 주변 토양의 융해로 인해 지반이 불안정하게 되는 경우가 발생할 수 있다. 그림 5 는 융해침하 또는 동결상승 (동상)에 의해서 지반차등이 발생하여 파이프에 좌굴이 발생할 가능성을 보여주고 있다. 이러한 문제점을 극복하기 위해 특별한 매설공법이 필요하다. 그림 4 에서 보는 바와 같이 파이프라인을 절연체로 싸는 것 이외에도 냉동액 파이프를 같이 매설해 파이프라인에서 나오는 막대한 양의 열을 빼앗는다. 물론 냉동액을 순환시키기 위해 펌프가 따로 필요하다. 만약 냉동액의 양이 정확히 조정되지 않는다면 지반이 융해할 가능성이 있으며 또한 부가적인 동상 (frost heave) 의 가능성도 있다.

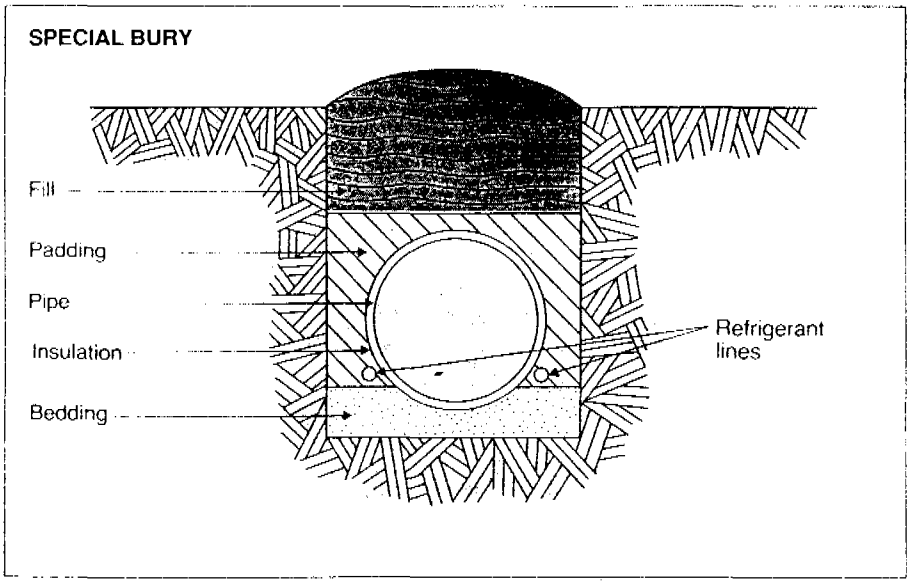


그림 4 매설된 원유 이송용 파이프라인의 상세구조.
(Arrangement of buried oil pipeline [Williams, 1989])

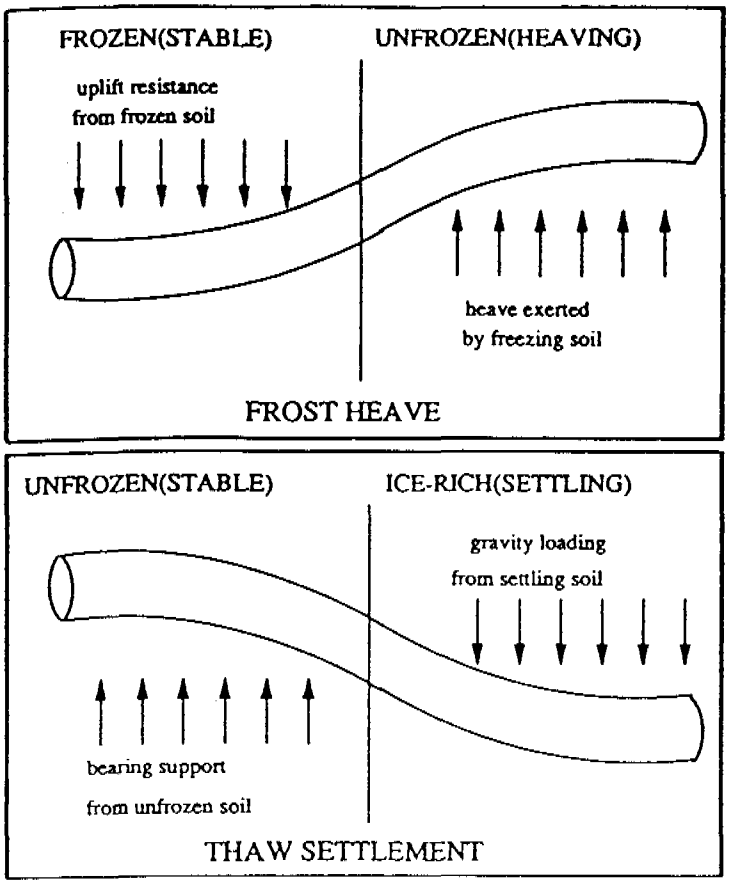


그림 5 융해침하 또는 동상에 의한 매설된 파이프라인의 변형.
(Differential pipeline frost heave and thaw settlement [Nixon, 1992])

2.3 천연가스이송용 파이프라인

천연가스이송용 파이프라인의 경우에도 지하에 매설하는 방법, 지상에 흙을 덮어 설치하는 방법, 지상의 가설대위에 설치하는 방법 등이 사용될 수 있다. 이 중에서 지하에 매설하는 방법이 천연가스이송용으로는 가장 합리적인 것으로 받아들여지고 있다. 그 이유는 석유의 경우와 달리 천연가스의 온도를 0℃ 이하로 낮추어도 점성증가에 의한 이송의 문제점이 발생하지 않아 지반동토의 융해에서 야기되는 문제점을 피할 수 있기 때문이다. 더욱이 낮은 온도에서는 밀도가 높아 이송량을 높일 수 있는 장점도 있다.

가스이송용 파이프라인인 경우 지하매설 방식을 택하면 여러 가지 장점이 있다. 가스관이 기온변화에 의한 변형영향을 가장 적게 받을 것이며, 외부로 부터의 충격에 안전하고, 지상 가설대에 의한 방법에 비해 경제적이고, 혹시 발생할 가능성이 있는 폭발을 완화시킬 수 있고, 환경보호적인 이유도 있다. 반면에 지상 가설대 위에 파이프라인을 설치하는 경우에는 가스의 체적열용량 (volumetric heat capacity) 이 아주 낮아 100 ℃ 에 이르는 연교차의 기온변화에 따라 가스관이 팽창 및 수축을 하여 관의 변형이 발생해 가설대가 쉽게 파괴될 수 있다.

가스파이프라인을 지하에 매설하는 방법이 가장 합리적인 것임에도 불구하고 몇 가지 문제점이 있다. 차가운 가스를 이송하는 파이프라인이 지하에 매설되면 그림 6 과 같이 저온구배에 의해 지중의 수분이 파이프 쪽으로 이동하여 얼며 파이프 주위의 동결지반이 해가 갈수록 커져서 동상 (frost heave) 을 일으키게 된다. 이 동상을 방지하기 위해 3 m 정도의 성토를 하여 그 자중으로 동상억제를 시도하기도 하나 성토 높이 10 m 로도 부족하다는 이론도 있다.

또한 동토에 의한 피해를 방지하는 방법으로서 열파이프를 이용하거나 동상을 일으키지 않는 재료와 혼합하여 매설하는 것이다. 동상에 의해 파이프가 변형되어 발생되는 응력은 지표면이 녹아 파이프가 침강함으로써 발생하는 응력보다 크다. 특히 가스 파이프라인의 경우 동상이나 지반침하에 따른 파열의 위험성이 높은데 이는 파이프의 직경이 크고 파이프라인 내의 압력이 상당히 높기 때문이다. 파이프라인 설계에서 파열의 가능성을 최소화하기 위해서 압력이 높아질수록 고강도의 파이프재료가 필요하다.

가스파이프라인을 매설할 때 또 다른 문제점은 가스의 밀도가 낮기 때문에 파이프가 부상(浮上)하려는 경향이 있다는 것이다. 이 경향은 파이프의 직경이 커질 수록 커지며 하절기 (이송되는 가스의 온도는 주로 0 ℃ 이상) 에 잘 발생한다. 파이프가 표면으로 떠오르려는 경향은 파이프 위 흙의 무게와 흙의 강성에 좌우된다.

흙의 무게와 강성이 부족한 경우 부가적인 장치들이 필요로 할지 모른다. 예로서, 가스관 표면에 콘크리트를 입히는 (3톤 이내의 무게로) 기법 등이 있다.

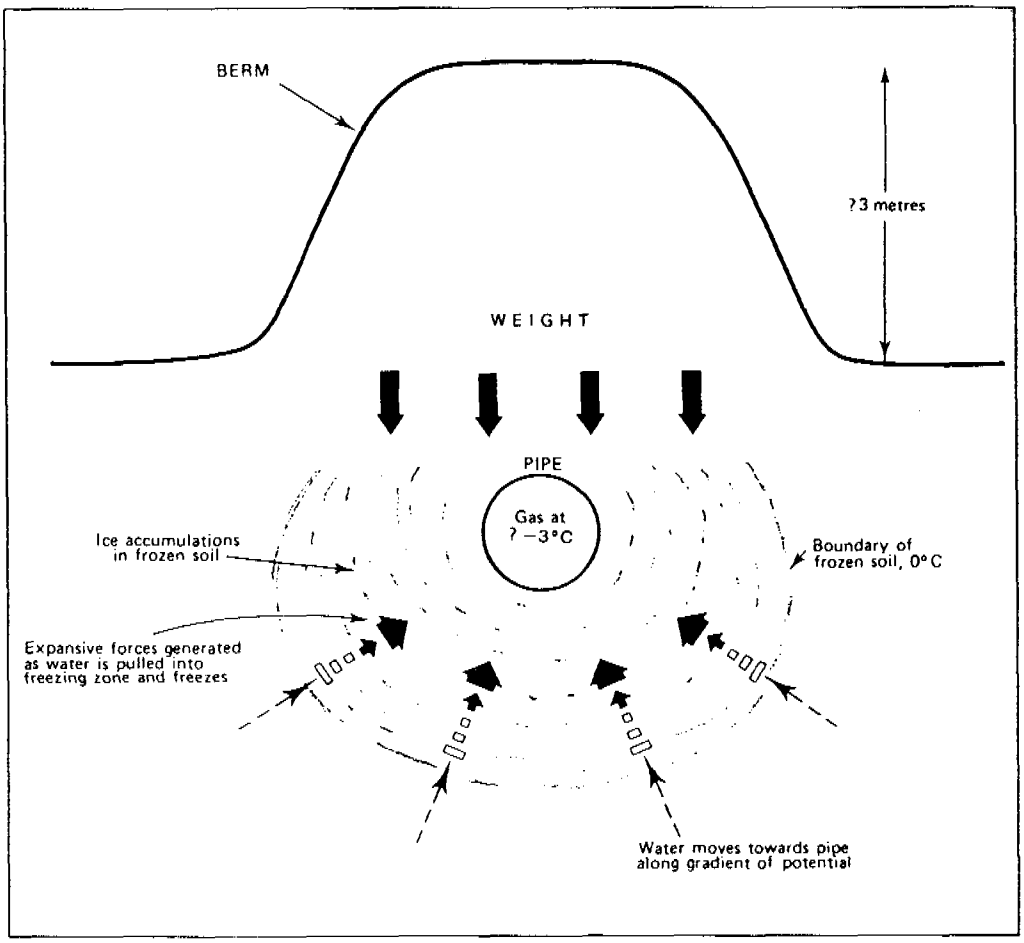


그림 6 냉가스 이송용 파이프라인이 주변토에 미치는 영향.
(Effect of cold gas pipeline on surrounding soil [Williams, 1989]))

3. 빙해역 해저 파이프라인

본 논문에서는 일반해역의 파이프라인과 공통되는 부분인 파랑, 해류, 지반안정, 쇄굴현상, 파이프 재료, 항복강도, 좌굴, 피로파괴, 방식 등을 제외한 빙해역에 국한된 문제만을 다루고자 한다. 일반해역 파이프라인과 공통되는 부분은 기존의 참고문헌 등에 자세히 소개되어 있다 (Mousselli, 1981; DnV, 1981).

3.1 빙해역의 주요 환경요소 및 설계 고려사항

(1) 해빙 (Sea Ice)

해빙이 형성되어 있거나 해빙이 예상되는 빙해역에 해저 파이프라인을 설치할 때는 설치해역의 해상조건을 면밀히 조사하고 해빙이 파이프라인에 미치는 영향을 고려하여야 한다.

해저 파이프라인 설계에서 고려해야 할 사항은 다음과 같다.

- 라이저와 해저 파이프라인에 직접 작용하는 빙하중
- 파이프라인 부설지역에서의 빙 gouge 및 유빙과 파이프라인과의 충돌
- 부설작업시 해빙에 의한 영향

설계 빙하중은 해빙의 물리적 특성, 구조물의 형상 및 접촉면적, 해빙의 분포 및 이동속도 등을 고려하여 산정된다. 특히 연안역이나 천해역에서는 유빙에 의한 gouge (빙쇄굴이라고도 부르며 아래에서 자세히 상술) 의 가능성이 빙해역 파이프라인의 설계에 있어서 가장 중요한 고려사항이다.

(2) 빙쇄굴

극빙이 형성되는 해역에서는 해빙이 여름철에 녹아 해류나 바람을 타고 이동하게 된다. 이 유빙이 천해역으로 접근하면 해저바닥을 긁거나 충격을 가하게 된다. 이것을 빙쇄굴 (ice gouge 또는 ice scour) 이라고 한다. 빙쇄굴 현상은 빙해역에 매설된 해저 파이프라인에 가장 큰 위험요소가 될 수 있다. 빙쇄굴을 일으키는 유빙이나 빙산의 형태는 아주 다양하지만 파인 해저면의 모양은 상대적으로 긴 직선형이며 길이는 수십 m에서 수십 km 에 이른다. 그림 7 은 빙쇄굴이 발생했거나 발생할 가능성이 있는 빙해역을 보여주고 있다.

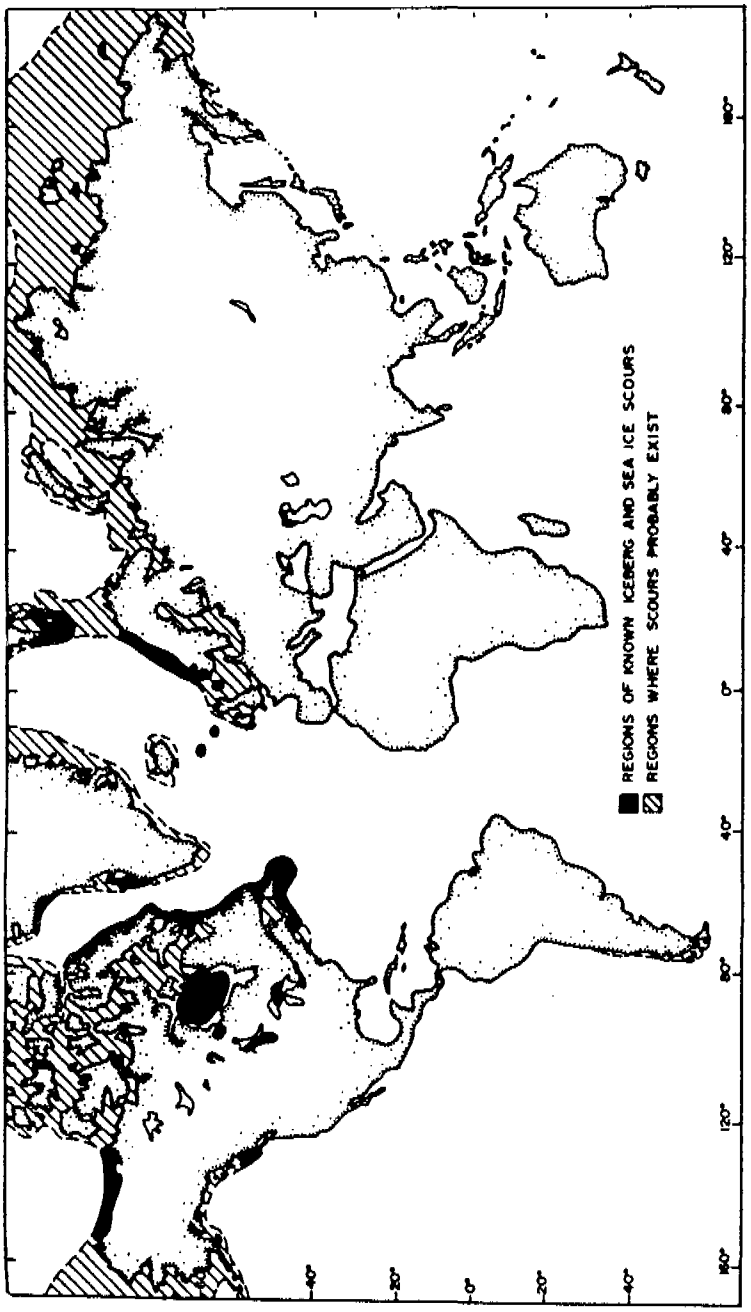


그림 7 빙쇄굴의 발생 해역.
(Areas of probable and known ice scours [Clark et al., 1990])

빙쇄굴은 캐나다 동부해안에서는 수심 150-230 m 에서 대부분 발생하며 해저면 침투깊이는 보통 3.0 m 내외이나 10 m 까지 침투하기도 한다 (Clark et al., 1990). Beaufort해에서의 전형적인 빙쇄굴의 깊이는 0.6-2.1 m 이다. 캐나다 동부해안의 남쪽 해역이나 노르웨이 북쪽해안과 같은 곳은 빙쇄굴이 빙산의 활동과 관련되어 있다. 한편 Beaufort해나 Barent해와 같은 북극해 연안에서는 빙쇄굴이 일년생 혹은 다년생 빙맥이나 얼음섬에 의해 발생된다. 또한 빙쇄굴에 대한 관측자료에 의하면 해저토양의 밀도가 쇄굴깊이와 형태에 상당한 영향을 미친다고 한다 (Clark et al., 1990). 빙쇄굴 깊이는 빙해역 파이프라인 공사비와 직결된다. 빙쇄굴 깊이가 증가하면 파이프라인의 매설깊이를 증가하여야 하고 매설깊이를 깊게 하려면 굴삭비용이 상당히 증가하게 된다.

(3) 저온용 파이프 재료

파이프라인은 전체 길이를 인장을 가하여 당기며 부설하기 때문에 사용되는 재료나 파이프 연결부는 이 인장응력에 충분히 견딜 수 있어야 한다. 해저 파이프라인의 재료가 갖춰야 할 기본조건으로 1) 화학적 작용과 부식에 저항할 수 있어야 하며 2) 작용외력에 저항하고 3) 적정중량을 가져야 하는 점이다. 파이프의 재료로서는 강 (steel), 알루미늄 (aluminum), pre-stressed 콘크리트, 플라스틱(plastic) 및 유리섬유 (fiber-glass) 등이 사용되기도 하지만 원유나 천연가스 이송용 파이프라인 재료로는 주로 저온취성에 강한 니켈을 함유한 합금강을 많이 사용한다.

플라스틱, 유리섬유 등은 위에서 언급한 부식방지조건을 만족하는 재료이다. 그러나 플라스틱과 유리섬유는 항복응력이 낮으며 접합부의 비파괴시험 기준이 없는 것이 단점이다. 한편 비철금속 재료를 사용할 경우 중량을 추가해야 한다. 중량을 추가하는 방법에는 연속된 콘크리트 피복과 파이프라인 부설 후 콘크리트 블럭을 덮는 두 가지 방법이 있다. 중량 추가시에는 공사비가 상당히 증가하므로 그 밖의 대책도 필요하다. 알루미늄 파이프의 콘크리트 피복은 콜타르나 에폭시로 먼저 피복하여 부식을 예방해야 한다. 유리섬유 파이프에 콘크리트 피복을 한 경우에는 축방향응력에 의해 콘크리트가 파손될 소지가 많다.

한편 중량과 강도특성이 좋은 콘크리트를 채운 이중 플라스틱 파이프가 있으며, 대직경 강재 파이프 대신에 축방향으로 예비장력을 준 콘크리트 파이프도 사용이 가능하다. 현재 pre-stressed 콘크리트 파이프의 개발이 진행되고 있으며 이것이 사용되면 강재 파이프의 부식문제도 어느 정도는 해결이 가능하다.

극지용 파이프라인에는 파이프라인의 단위길이당 소요되는 금속양과 유류이송비용을 줄이기 위한 목적으로 고강도의 대구경의 파이프로서 Controlled-rolled steel

grade인 ×60, ×65~×75 제품을 사용한다. 극지용 파이프라인의 건설에 사용되는 Controlled-rolled 파이프의 특성이 러시아 VNIIST (All-Union Pipeline Construction Research Institute) 에서 만들어 진 바가 있다 (Shakirov and Khomenko, 1991).

(4) 파이프라인 절연시스템

빙해역용 해저 파이프라인에서 절연시스템은 중요한 설계요소중 하나이다. 파이프라인 절연체에 사용되는 대표적인 물질은 고점성의 생고무 (high viscocity crudes), 밀랍질의 생고무 (waxy crudes), 유상액 (emulsions) 그리고 hydrate formations 들이다. 이러한 절연체를 사용함으로써 열이 주위로 손실되지 않으므로 보다 높은 이송유체의 온도를 유지할 수 있다. 아울러 극지대 파이프라인 절연물은 주위 영구동토대를 보전한다. 앞에서 언급되었듯이 영구동토대의 지반융해, 침하는 파이프라인에 가장 치명적인 손상요인이 되기 때문이다.

파이프라인 절연시스템의 기본 구성요소는 절연체, 보호자켓 그리고 적절한 현장 결합이다. 해저 파이프라인에 주로 사용되는 절연체로는 폴리우레탄 (polyurethane foam), PVC, syntactic foam 등의 세 가지이다. PVC 나 syntactic foam 은 심해 또는 높은 온도에서 사용하기 적당하지만 폴리우레탄은 최대 91.4 m 수심과 최대 200 F 의 온도에서 사용할 수 있어 일반적으로 널리 사용된다. 폴리우레탄은 열전도율이 낮아 얇은 절연층을 사용해도 되므로 파이프라인에 사용할 때 다른 재질에 비해 초기제작비를 줄일 수 있다. 그림 8 은 0.5 m 파이프라인의 경우에 있어서 절연체를 사용한 것과 사용하지 않은 것의 온도차를 보여주고 있다.

이런 세 가지 절연체들은 해수에 젖게 되면 절연능력이 크게 감소되기 때문에 해수에 직접 노출되지 않도록 파이프라인의 외부를 피복 (jacket) 으로 감쌀 필요가 있다. 또한 이 피복은 설치하는 동안 기계적인 손상으로 부터 절연체를 보호한다. 그림 9 는 빙해역에서 흔히 사용되어 온 폴리에틸렌 (polyethylene) 자켓 시스템의 예를 보여주고 있다. 폴리에틸렌 자켓 시스템은 아주 가볍기 때문에 파이프라인의 안정성을 위해 자켓 시스템 바깥쪽에 콘크리트로 코팅을 필요로 한다.

러시아의 VNIIST 에서 개발한 극지용 파이프라인 절연 시스템이 그림 10 에 나타나 있다. 이들 그림은 각각 영구동토지역과 영구동토대가 있는 천해역과 지반융해가 발생할 수 있는 심해지역에 채택될 수 있는 절연시스템을 나타내고 있다 [Kamyshev, 1993]. 그림 10(a) 는 2장에서 논의된 영구동토지대에 매설된 원유이송용 파이프라인과 동일한 절연방법을 제시하고 있는데 심각한 지반침하에 대처하기 위해 파이프라인 밑에 냉가스 파이프라인이 따로 매설되어 있다. 영구동토대가 있

는 천해지역에 매설된 파이프라인의 절연시스템을 나타내는 그림 10(b) 는 이중 파이프라인 시스템 즉 pipe-in-pipe 구조를 보여주고 있다.

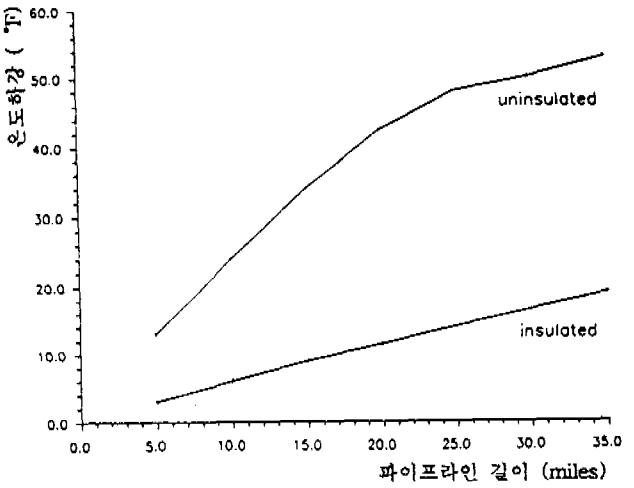


그림 8 절연에 의한 유류유송 온도하강 비교.

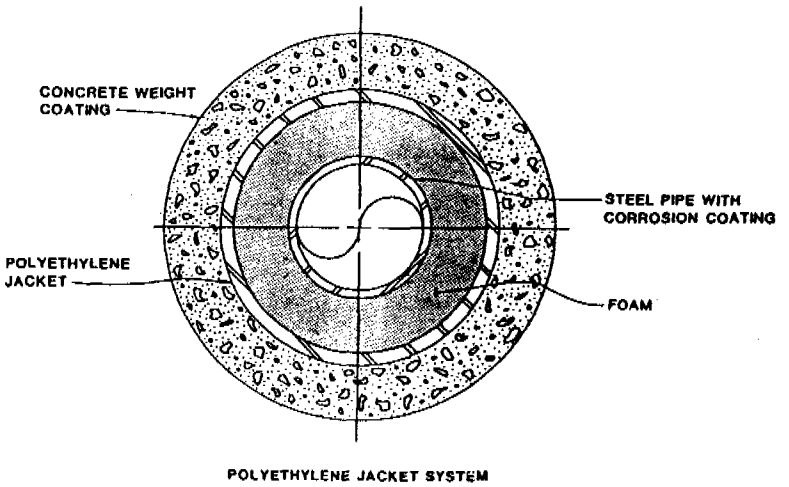
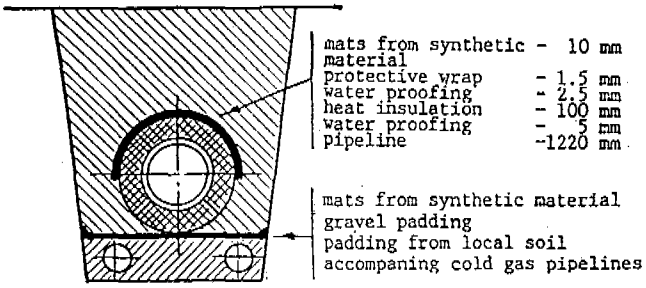
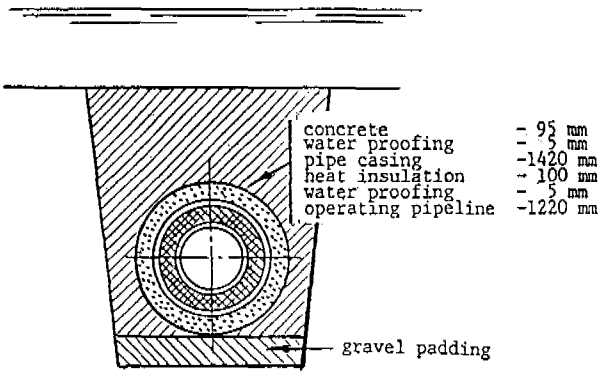


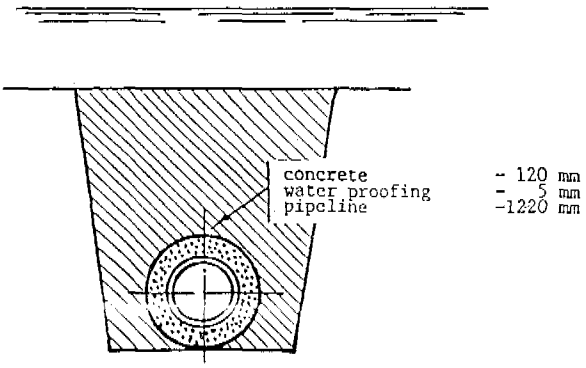
그림 9 폴리에틸렌 자켓 시스템.
(Polyethylene jacket system [Weider, 1985])



(a) 육상 동토지대용 매설 파이프라인의 단면.



(b) 영구동결된 천해역에 설치된 pipe-in-pipe 파이프라인 단면.



(c) 지반융해가 발생하는 심해역에 설치된 파이프라인 단면.

그림 10 러시아 VNIIST의 극지용 파이프라인 설연시스템

3.2 빙해역 해저 파이프라인 굴삭 (Trenching) 및 부설 (Installation)

빙해역에서는 일반해역과는 굴삭공법이 다르게 된다. 특히 빙해역에서는 빙쇄굴 현상에 충분히 보호될 수 있도록 깊게 굴삭해야 하므로 굴삭작업이 훨씬 어려워지며 경비도 많이 든다. 예로서 Beaufort해에서 유빙의 쇄굴 깊이는 3.7 - 4.6 m 까지 다양하다. 따라서 최소한 이러한 깊이 이상 굴삭해야 하는데 굴삭깊이가 깊을수록 많은 예산과 시간이 소요하게 된다. 또한 빙해역에서는 굴삭작업을 할 수 있는 시기가 짧다. 따라서 작업 또한 신속하게 마무리 해야 하는 것이다. 이러한 문제점 등으로 인해 빙해역의 굴삭 작업은 일반해역에 비해 처리하기 어려운 일이다.

현존하는 기계식 굴삭기들은 일회통과 (single-pass)시 굴삭 깊이가 1.8 - 2.4 m 가 되며, 개조하면 점토질에서 3.7 - 4.0 m 까지 가능하다. 따라서 복수통과 (multiple-pass) 가 가능하다면 더 깊이까지 굴삭할 수 있다. Plowing 공법에 의한 굴삭인 경우 굴삭깊이는 일회통과시 1.8 - 2.4 m 이다. 따라서 3.7 - 4.6 m 의 깊이 만큼 굴삭하기 위해서는 다른 굴삭기술과 결합되어 사용하거나 복수통과 기법을 도입해야 한다. 또한 plowing 공법을 빙해역에서 쓸 경우 상당히 큰 plow의 견인력이 필요하므로 작업선의 용량이 커야 한다. Jetting 공법도 빙해역에서 사용될 수 있으나 굴삭깊이를 증가시킬 수 있도록 해야 한다.

빙해역에서 흔히 사용되는 굴삭방법은 surface dredger 을 이용한 방법이며 이것은 pre-trenching 모드를 채택하고 있다. 현재 작업깊이는 수심 55 m 로 제한되어 있으며 해상상태와 토사를 처리하는 것에 따라 작업효율이 크게 영향을 받는다. Dredger 에 의한 굴삭율은 굴삭깊이와 토질상태에 좌우되지만 대략 0.1 - 1.0 mile/day이다.

앞에서 언급했듯이 빙해역에서는 빠른 시간내에 작업을 수행하는 것이 중요하다. 따라서 빙해역 파이프라인 설치시에는 굴삭과 부설을 동시에 실시하는 방법이 가장 선호되고 있다. 또한 이렇게 함으로써 ice keel, 해류 등의 위험에 파이프라인이 노출되는 것을 최소화할 수 있고 시공기간을 줄임으로써 소요경비도 상당히 줄일 수 있다. 그림 11 은 동시굴삭 및 부설하는 것을 보여주고 있다. 현재 Shell 석유회사에서는 동시굴삭부설 (simultaneous trench and lay : STL) 공법에 관해 많은 연구를 수행하고 있으며 이것은 장래의 빙해역 파이프라인 설치작업에 상당한 기여를 할 것이다.

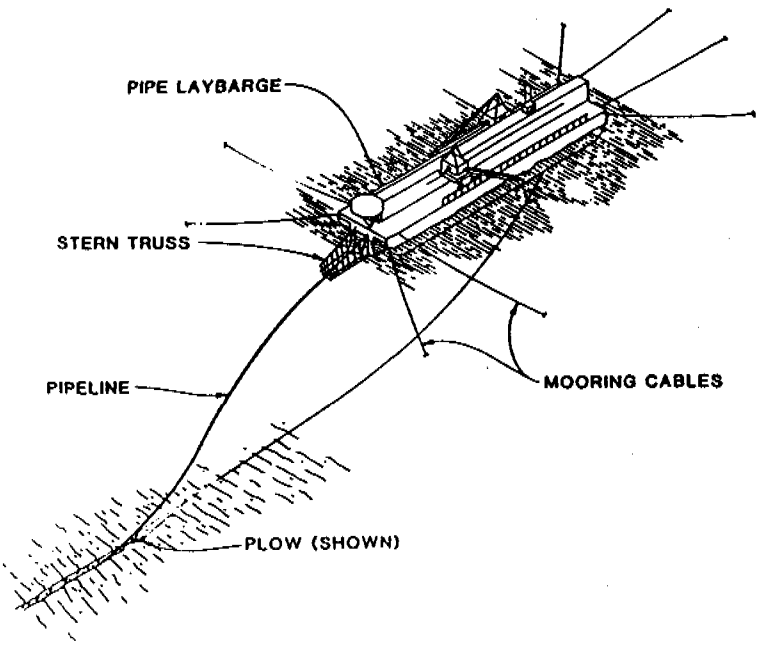


그림 11 파이프라인의 동시 굴삭 및 부설.
(Simultaneous trench and lay with pipe lay-barge [Weider, 1985])

일반해역용 해저 파이프라인 부설공법은 lay-barge 공법, reel barge 공법, 예인공법 등의 기본적인 재래식 공법과 그 밖의 여러 응용공법들이 있다. 그러나 빙해역에 해저 파이프라인을 부설하기 위해서는 재래식의 부설공법들도 개수기 (open water season) 에는 사용될 가능성은 있으나 겨울철의 결빙기에는 특수공법이 필요하다. 예를 들면, lay-barge 나 semi-submersible 등은 해빙에 견딜 수 있도록 강화되어야 하고 또한 파이프라인이 물 속으로 들어갈 때 파이프를 보호하고 지지할 수 있도록 재래식의 stinger 대신에 트러스 구조물을 사용하여야 한다. 그림 12는 stinger 대신 트러스 구조물을 채택하고 있는 빙해역 lay-barge 부설 공법을 보여 주고 있다.

빙해역 부설작업시 모든 보조작업선 (support vessel) 도 내빙설비를 장착해야 하며 극지선급규정 (Arctic Ice Class) 을 통과할 수 있는 선박이라야 한다. 보조 작업선이 유빙을 적절히 잘 처리할 수만 있다면, 중간 크기의 유빙이 3/10의 밀도로 해상에 존재하더라도 lay-barge 나 semi-submersible 등을 이용하여 부설작업을 할 수 있다. 계류장비들도 빙해역에서 효과적으로 작동될 수 있도록 개조되어야 한다. 빙해역에서도 닻에 의한 계류는 가능하다. 빙해역에서 작업중에는 컴퓨터에 의한 해빙 경고시스템이 작동될 수 있어야 한다. 또한 보온구역 (heated shelter) 을 확보할 수 있도록 갑판도 개조되어야 한다.

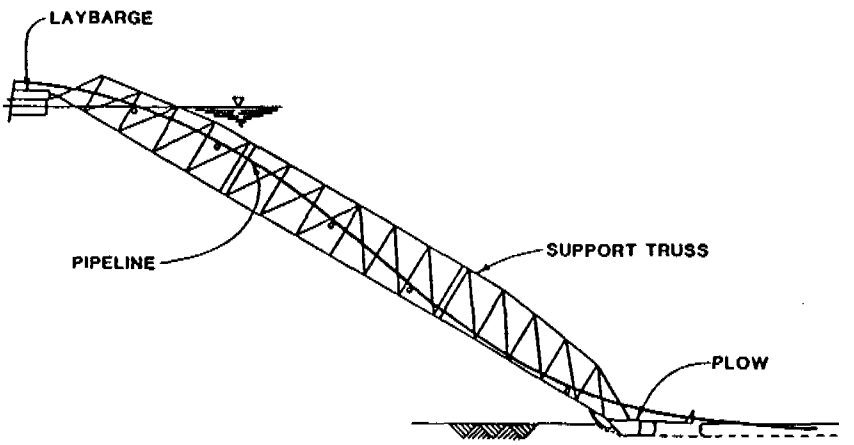


그림 12 빙해역용 lay-barge 부설공법.
(Lay-barge installation method for the Arctic [Weider, 1985])

Reel-barge 공법도 빙해역에서 응용할 수 있으며 앞에서 언급된 장단점이 빙해역에도 마찬가지로 적용된다. 문제는 Reel-barge 공법에서 위치고정을 동적위치제어 시스템에 의존하는데 유빙에 의해 위치고정이 불가능해질 가능성이 있다. Reel-barge 공법에서도 마찬가지로 파이프라인이 물속으로 들어갈 때 유빙으로 부터 보호하기 위하여 트러스 구조물을 장착해야 한다. 예인공법도 마찬가지로 빙해역에서 사용될 수 있다. 그러나 해빙의 존재로 인하여 해면상 또는 해면 예인공법은 부적절하고 해저면 또는 해저면상 예인공법은 가능하다.

4. 결 론

본 연구에서는 빙해역에서 생산된 석유나 천연가스를 이송하기 위해서 사용되는 빙해역 해저 파이프라인과 육상 동토지역 파이프라인의 설계 및 설치에 관련한 주요 고려사항들을 살펴보았다. 극지용 파이프라인의 설계시에는 극지 특징인 저온과 해빙을 극복할 수 있는 파이프라인의 절연방법과 설치방법 등이 중요한 변수가 된다. 특히 육상 동토지역용 파이프라인의 경우 가설대의 설계 및 지반차등에 의한 파이프라인의 손상을 최소화할 수 있는 방안이 모색되어야 한다. 또한 빙해역 해저 파이프라인의 경우 유빙에 의한 gouging이 발생하므로 이를 피할 수 있는 방안이 신중하게 고려되어야 한다. 즉, 보다 정확한 빙 gouging의 침투깊이를 예보할 수 있어야 한다. 아울러 빙해역 파이프라인 설치시 유빙피해의 가능성을 최소화할 수 있도록 굴삭과 부설을 동시에 할 수 있는 설치방법 및 설치속도를 극대화하는 공법이 필요하다.

5. 참고문헌

[1] 조천환 외, "영구동토지역에서의 수준말뚝의 안정성 검토 및 설계방법 연구", 극지반공학회지, 제9권 2호, pp.15-26, 1993.

[2] 홍성완 외, "영구동토지역 기초구조물의 최적설계 시공기법 개발 연구", 한국건설기술연구원 보고서, 1992.

[3] Archibald, J., "Prefabricated engineering services for use in Antarctic regions : Pipelines in arsh environments", Proceedings of the Second International Offshore and Polar Engineering Conference, San Francisco, USA, pp.577-586, 1992.

[4] Clark, J.I., Paulin, M.J. and Poorooshasb, F., "Pipeline stability in an ice-scoured seabed", Proceedings of the First European Offshore Mechanics Symposium, Trondhiem, Norway. pp.533-549, 1990.

[5] DnV, Rules for Submarine Pipeline System, 1981.
[6] Guttormsen, T.R. and Aas, P.M., "Buckling of buried pipelines under transportation of heated oil and gas", Proceedings of the First European Offshore Mechanics Symposium, Trondhiem, Norway, pp.375-380, 1990.
[7] Kamyshev, M.A., "Prospects of offshore oil and gas pipelines construction on the Russian shelf", Proceedings of the Third International Offshore and Polar Engineering Conference, Singapore, pp268-271, 1993.
[8] Key, J.M., "Pipeline hardware: Special designs for Arctic projects", Arctic Offshore Engineering, pp.801-887, 1985.
[9] Kharionovsky, V., "Experience in full-scale tests of Arctic gas pipelines", Proceedings of the Second International Offshore and Polar Engineering Conference, San Francisco, USA, pp.110-118, 1992.
[10] Khatib, I.F., Maison, B.F., Powell, G.H., Row, D.G. and Swanson, J.D., "Arctic pipeline limit states for secondary loadings", Proceedings of the Second International Offshore and Polar Engineering Conference, San Francisco, USA, pp.7-13, 1992.
[11] Mousselli A.H., Offshore Pipeline Design, Analysis and Methods, PennWell Publishing Company, 1981.
[12] Nixon, J.F., "New frost heave prediction method for design of northern pipelines", Proceedings of the Second International Offshore and Polar Engineering Conference, San Francisco, USA, pp.32-39, 1992.
[13] Sause, R., Hart, J.D. and Ford G.W., "Evaluation of wind-induced vibration of Arctic pipelines", Proceedings of the Second International Offshore and Polar Engineering Conference, San Francisco, USA, pp.21-31, 1992.
[14] Shakirov. R.M., "Materials and methods for pipeline construction in the USSR", Proceedings of the First International Offshore and Polar Engineering Conference, Edinburgh, United Kingdom, pp.394-399, 1991.
[15] Shakirov, R.M., "Laying Arctic gas pipeline across Baidaratskaya Gulf", Proceedings of the Third International Offshore and Polar Engineering Conference, Singapore, pp.242-246, 1993.
[16] Weider, J.B., Healey, A.J. and Hazlegrove, B.M., "Technical considerations fof Beaufort Sea pipelines", Arctic Offshore Engineering, pp.774-782, 1985.
[17] Weber, B.J. and Mudan, K.S., "Arctic pipeline risk assessments", Proceedings of the Second International Offshore and Polar Engineering Conference, San Francisco, USA, pp.15-20, 1992.
[18] Williams, P.J., Riseborough, D.W. and Smith, M.W., "The France-Canada joint study of deformation of an experimental pipeline by diffenrential frost

heave", Proceedings of the Second International Offshore and Polar Engineering Conference, San Francisco, USA, pp.40-45, 1992.
[19] Williams, P.J., Pipelines and Permafrost, Carleton University Press, 1989.