

多年冻土区管道的若干关键技术

吕宏庆, 李均峰, 汤永亮

(后勤工程学院军事供油工程系, 重庆 401311)

摘 要: 随着高寒和多年冻土区油气资源开发的步伐逐步加快, 建设与运营多年冻土区管道是必然的选择, 但多年冻土区管道不同于温暖地区的管道, 其特殊的环境引发了管道选线、敷设方法、冻土层保护、边坡设计等一系列问题。在吸取国内外多年冻土区修建油气管道的成功经验基础上, 以减少或消除冻胀和融沉对管道的影响为目标, 综合归纳出了多年冻土区管道的四项关键技术, 即管—土作用、管—土热扰动、监控技术和设计技术。

关键词: 多年冻土区管道; 关键技术; 冻胀; 融沉

文章编号: 1006-5539(2009)06-0001-04

文献标识码: A

0 引言

作为一种不可再生的能源形式, 油气资源在当今世界扮演着举足轻重的角色, 但随着温暖地区油气资源的日益枯竭, 多年冻土地带, 如北美洲北极大陆架、西伯利亚等地区的油气资源受到了普遍的关注, 一股开发和利用高寒和冻土地区油气田的热潮已经兴起, 多年冻土区管道建设得到了广泛重视, 相应的研究工作也获得了迅速进展。尤其是加拿大、美国和前苏联, 在多年冻土研究方面做了大量工作, 取得了丰富资料, 并在加拿大北极地区、阿拉斯加和西伯利亚等地铺设了多条油气管道。其中最为典型的是加拿大的 Norman Wells 输油管道^[1]、美国的纵贯阿拉斯加管道 (Trans-Alaska Pipeline)^[2~4] 和我国的格拉管线^[5], 这些管道在建设和运营过程中, 针对冻土这种特殊环境, 特别是冻胀和融沉采取了积极的措施, 有效地保证了管道的正常运营, 纵观多年冻土区的油气管道建设, 主要涉及以下关键技术问题。

1 管—土作用

多年冻土区油气管道的运营安全性主要取决于其所处的冻土环境, 最大的挑战来自于冻土的冻胀和融沉, 由于管道与冻土直接接触, 不可避免地会发生管—土之间的相互作用, 冻土融化时会使管道产生向下的挠曲, 而融土冻结时又会使局部管道可能出现上拱现象, 从而改变管道的原始形状, 使其产生应力和应变, 当超过极限状态时, 就造成管道的失效。

1.1 冻胀

冻胀是在冻结过程中水分在温度梯度下发生迁移而使土体发生膨胀的现象, 水分子以薄膜水的形式从相对温暖区域向相对寒冷区域迁移, 而迁移水冻结所产生的体积增大是非常明显的, 土体的体积膨胀推动管道向上运动, 引起翘曲, 甚至拱出地面, 使管道偏离原来的铺设路径^[6]。图 1 为 Norman Wells 管道的上拱情况实景图。

影响土壤冻胀量的参数包括冻结深度、含水量、土壤颗粒大小、温度梯度和土壤压力等, 由于管道沿

收稿日期: 2009-05-14

基金项目: 中国人民解放军总后勤部资助项目 (油 20050211)

作者简介: 吕宏庆 (1972-), 男, 浙江新昌人, 博士, 副教授, 主要从事油气管道安全性工程的教学和研究工作。电话:

(023) 86731143

©1994-2017 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net



图1 Noman Well管道于1997年9月翘曲情况^[7]

线各参数的差异会引起土壤冻胀量的不同,某些管段的上拱高度会比另外管段的上拱高度高,即使管道的结构剖面是平直的,冻胀后的管道剖面也将是不规则的,在某些管段将会产生过度弯曲,而管道的过度弯曲又会引起进一步的变形,严重时会造成管道的破坏。

1.2 融沉

融沉是由于冻土中的冰融化所引起的。在冻土地区,一般有两种不同性质的冻土带,一种是融化稳定区,当有外界热量输入而引起冻土融化后,其土质仍是稳定的;另一种是融化不稳定区,当有外界热量输入而融化后,土质就失去了支撑能力,而且,在融化不稳定区,由于融化深度、含冰量和土体颗粒大小等的不同,融沉量也是有差异的,从而会引起管道的弯曲,特别是在融化稳定区和不稳定区的过渡带,埋设于其中的管道将会出现较大的应变,可能造成管道屈服破坏。图2是Noman Well管道Fort Simpson以南地泥炭高原施工12年后融化深度增加及其所产生的地表和管道沉降示意图。

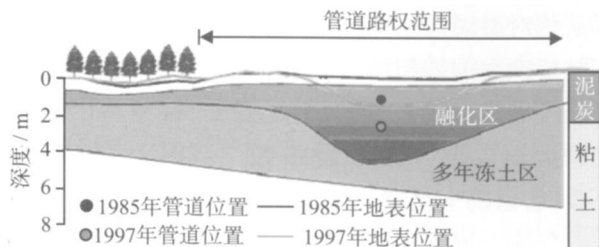


图2 Noman Well管道某个监测点地表和管道的沉降示意图^[7]

冻胀和融沉是在多年冻土区进行工程施工的最大威胁,特别是北半球国家一直为此困扰,上世纪

50年代以来,在道路和建筑物的工程处理上对此已有较多的研究,对于冻胀和融沉量大小的精确测定和预测,以及相应的设计和施工方法得到了大量的理论和试验研究,但令人遗憾的是,目前仍无法准确测定、计算和预测油气管道围岩土冻胀和融沉变形量。

2 管—土热扰动

对于多年冻土区管道,最基本和现实的问题是热管道会融化下伏冻土,从而造成冻土的融沉,如对 80°C 的输油管道,除非采取特殊制冷,管道在数年内将形成一个 $6\sim 10\text{ m}$ 直径的圆柱状融区,20年后融化深度将达到 $13\sim 17\text{ m}$ 在30年内融化将无法达到平衡状态,但融化速率会递减,若融土(水)可以流动,融化量可增加数倍;如果油温为 30°C ,融深会减少 $30\%\sim 40\%$ 。如果多年冻土含冰量高且融化时渗透性差,管下(或周围)融化水分过多会造成圆柱状“浆糊”,当“浆糊”的强度小($<48\text{ Pa}$)时,在不易觉察的缓坡上,“浆糊”也能以相当大的速度流动,数年内,温热管道在多年冻土中会下切很大深度。因此,对于纵贯阿拉斯加管道,一方面将融沉敏感区的管道架设于VSM(立式支撑架)上,另一方面,阿拉斯加州的普如道湾(Prudhoe Bay)附近和其它多年冻土区的油气储存设施一般架空 $2.0\sim 2.5\text{ m}$ 小型的房屋一般修筑于砾石平台上,一些泵站的地基配有冷却系统以保护多年冻土^[8]。

对于Noman Well管道,由于罗曼井出产的原油是石蜡质的,其倾点为 -30°C ,即使将其冷却至预测的最低环境温度 -8°C ,也能够正常流动。在实际的运营实践中,除从罗曼井泵站进入管道的油温在 -1°C 左右,沿线年平均油温在 0°C 以上,沿途大部分地段油温在 $2\sim 4^{\circ}\text{C}$ 之间,使冻土的退化可以控制在一个能接受的程度内,从而管道的沉降也可以得到有效控制^[9]。

3 监测技术

多年冻土区管道的运营监控是管道管理的重要一环,纵贯阿拉斯加管道铺设完成后,设立了管道长期监测系统,密切监控多年冻土融化、侵蚀和管道沿途环境变化,结果发现,管道沿线大约有 50 km 的多年冻土融化,引起管道沉降,特别是埋地部分,不得

不多次大修,有效避免了更大事故的发生。Noman Well管道作为第一条埋设于加拿大北部多年冻土区的油气管道,由加拿大 Enbridge公司负责管理和运营,在各种条令法规的要求下,已建立了一个计划周密、操作性强的监测系统,其中包括冻土融沉监测、管道内检测、翘曲上拱检测、折皱检测、边坡检测、木屑层状况检测和温度监测等七个方面的内容。观测 17 年来,管道沿线多年冻土持续融化和沉降导致融化深度加大到 3 ~5 m(湖相沉积)或 5 ~7 m(粗颗粒矿质土),以及显著的地表沉降,管道路权范围内细颗粒湖相沉积土中沉降量为 0.4 ~0.7 m,路权范围之外的沉降量为 0.3 m;在粗颗粒土中,路权范围内的沉降量为 0.1 ~0.35 m;在有机土中,路权范围之内沉降量为 0.7 m。在富冰多年冻土中沉降量可达 1 m,细粒土的变形率可达 20%,粗粒土为 2% ~10%,有机土为 30%^[10]。图 3 显示了 Noman Well管道沿线细粒富冰湖相沉积粉质粘土研究点(Site 84-1)的融化深度和融沉量观测结果。

另外,针对各种不同的监测项目,应根据要求选择不同的监测周期和时间,如现场沿线勘查和融化深度监测一般应安排在 9 ~10 月份,因为经过整个

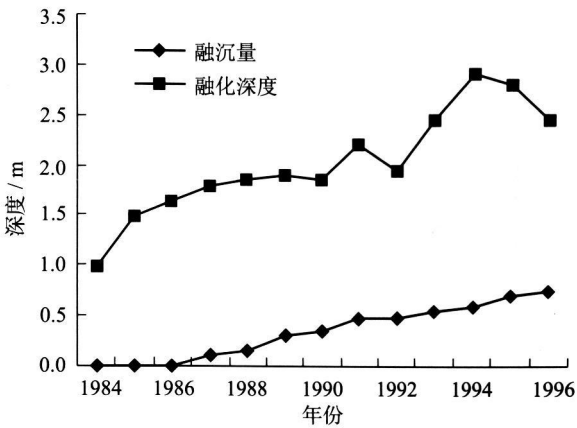


图 3 Noman Well管道沿线细粒富冰湖相沉积粉质粘土研究点(Site 84-1)的融化深度和融沉量观测结果^[7]

夏季后,冻土融化较为严重,可能已对管道造成破坏。另外,一旦监测系统开始运行,就应不间断地坚持下去,直至完成相应的监测使命为止,因为任何中途的停测、漏测,都将造成数据的不完整,从而影响对冻土和管道的正确评估。表 1 表示了 Noman Well管道近几年的监测计划,对于其它现役或新建的多年冻土区管道具有重要的借鉴意义。

表 1 监测项目计划表(1998 ~ 2002 年)^[11]

项 目	频率(监测年份)				
	1998年	1999年	2000年	2001年	2002年
飞机巡线	每周	每周	每周	每周	每周
现场沿线勘查	9月	9月	9月	9月	9月
融化深度检测	10月	—	10月	—	10月
仪器数据采集	每月	每月	每月	每月	每月
管道内检测	罗曼井—扎马	罗曼井—Wrigley	罗曼井—马更些高速	罗曼井—Wrigley	罗曼井—扎马

4 设计技术

传统的管道设计一般采用许用应力法,即用一个单一的安全系数将管线钢的应力限制在屈服强度或抗拉强度的一定范围内。这些安全系数实际上是基于经验的、对不确定的失效危险的定性估计值,常常写入规范甚至法律化。其设计结果往往是,虽然安全但偏于保守,对高强度管线钢尤其如此。

由于多年冻土区管道要承受冻胀和融沉的作用,钢管会产生巨大的变形,用传统的基于许用应力的设计方法设计出的管道是不能承受如此巨大的应变的。为此,基于应变的管道极限状态设计方法在国外发展十分迅速,加拿大管道工业在这方面处于

领先地位。该方法的基础是定义管道的拉伸应变和压缩应变的极限状态,并由此确定相应的设计准则。这种基于应变极限的设计方法适宜于管道通过冻土带、地震带以及滑坡等地质灾害地区时耐受大变形的管道设计,国外多家公司在管道设计中已经采用了基于应变的极限状态设计方法,并针对具体状况确定了相应的极限状态,如 Noman Well管道的轴向拉伸应变极限限制在 0.5%,压缩应变极限限制在 0.75%之内;Mackenzie Valley输气管道设计拉伸应变极限为 1% ~ 2%,弯曲应变极限为 1% ~ 1.5%;俄国至日本的海底输气管道的抗震设计甚至提出拉伸应变极限应为 4%,为此正在对材料的适应性进行研究^[12]。

为了使管道能够承受上述拉伸或压缩应变极限

值,必须保证焊缝强度与母材强度之间为过匹配(overmatching),即焊缝强度应当高于母材,使拉伸应变得以在钢管上累积形成大变形。TCL公司的Alan G love指出,过匹配的程度以5%~10%为宜。

基于应变的管道设计方法尽管在部分管道的设计中已经采用过,并已成为大变形管道设计的优选方法,但对于方法本身的思路、步骤、适用性、影响因素等内容还需进行进一步的完善、系统化和更加深入的探讨,以最大限度地降低油气管道的工程建设成本,并保障管道的安全运营。

5 结论

我国在实施能源战略的过程中,正大力加强西部、北部地区的油气管道建设,其中必然会涉及到多年冻土区管道的建设问题,但多年冻土区油气管道的设计和管理在许多方面都有别于温暖地区管道。这些地区的偏僻地理位置和敏感性环境仅仅是众所周知的两个普通方面,更重要的方面在于其特殊的地质和土壤条件,决定着管道设计、建设和管理等方面的一系列问题。本文在国内外多年冻土区油气管道建设的经验和成果基础上,以减少或消除冻土冻胀和融沉对管道的影响为目标,综合归纳出了多年冻土区管道的四项关键技术,以着力解决冻土的冻胀和融沉对管道的危害,这四项关键技术的有效解决,对于指导多年冻土区油气管道的设计、施工、运营和管理必将产生积极意义,对现有的管输理论也是重要的补充和完善。

参考文献:

- [1] Norman Wells EB/OL. http://www.pacificslandtravel.com/north_america/Canada/about_destin/northwestterritory/normanwells.html 2002-10-26
- [2] The Trans-Alaska Oil Pipeline EB/OL. <http://cms.alfred.edu/students/98/Pickamc/pipeline.html> 2003-04-07.
- [3] 潘家华,张德国.阿拉斯加管道[J].油气储运,1994,13(2):1-7
- [4] 潘家华,张德国.阿拉斯加管道[J].油气储运,1994,13(3):1-7
- [5] 蒲家宁.军用输油管线的[M].北京:解放军出版社,2003:126-133
- [6] Palmer A C, Carr M, McShane T. Upheaval buckling: What do We Know and What don't We Know [C]. In Proceedings of the Offshore Pipeline Technology Seminar Oslo Norway 1994:516-520
- [7] Pipeline Permafrost Interaction: Norman Wells Pipeline Research EB/OL. <http://stsgsc.nrcan.gc.ca/permafrost/pipeline.html> 2003-01-09
- [8] 金会军, Brewer M. 阿拉斯加北极地区的工程设计和施工经验及教训[J].冰川冻土,2005,27(1):140-146
- [9] 王绍令,赵秀锋,郭东信,等.青藏高原冻土对气候变化的响应[J].冰川冻土,1996,18(增刊):157-165
- [10] Burgess M M, Smith S L. Seven teen Years of Thaw Penetration and Surface Settlement Observations in Permafrost Terrain Along the Norman Wells Pipeline [C]. Northwest Territories, Canada: Proceedings of the 8th International conference on Permafrost, Balkema Publishers 2003:107-112
- [11] Dobson R M, Oswell J M, Hanna A J. Right of way and Pipeline Monitoring in Permafrost—the Norman Wells Pipeline Experience [C]. Proceedings of 4th International Pipeline Conference, Calgary, Canada 2002:605-614
- [12] William M. Report on Strain-Based Design of Pipelines, Project No. 45892 GTH [R]. Submitted to U.S. Department of Interior, Minerals Management Service and U.S. Department of Transportation, Research and Special Programs Administration 2003