天然气管道冰堵发生原因及解堵措施

王志方 李 波 吴 岩
中国石油天然气股份有限公司西气东输管道分公司，上海 200122

摘 要：由于输送天然气水露点较高，达到了生成天然气水合物的条件，致使天然气管道站场生产运行过程中发生了冰堵现象，严重影响管道的安全运行。通过分析天然气水合物的形成，给出了天然气管道运行过程中冰堵的预防措施及其实际应用技术条件。根据天然气水合物的生成机理，得出分输站场冰堵的解堵过程。通过典型案例分析，进一步说明天然气管道冰堵的发生过程和解堵措施的应用，为天然气管道运行中冰堵现象的预防和解除提供理论指导和技术支持。

关键词：天然气管道；冰堵；预防；解堵
DOI：10.3969/j.issn.1006-5539.2014.01.012

0 前言

由于进入管道天然气水露点较高或者新建管道内工程遗留积水较多，致使天然气管道在清管作业及站场调压分输等运行过程中发生了冰堵现象，严重影响管道的安全运行。结合西气东输二线管道工程投产初期站场调压分输冰堵和清管作业冰堵的现场处置过程，通过分析冰堵发生的原因和天然气水合物的生成机理，给出了冰堵的预防措施及其实际应用技术条件，得出分输站场冰堵的解堵过程。通过西气东输二线管道运行过程中的典型案例分析，进一步说明冰堵的发生过程和解堵措施的应用，为天然气管道运行中冰堵现象的预防和解除提供理论指导和技术支持。

1 冰堵发生原因

1.1 天然气水露点

天然气的水露点指标是其饱和水汽含量的反映。天然气水露点高，其水汽含量必然高。因此，降低天然气水露点，无论对于其管道输送或是符合商品气质要求，都具有重要意义。GB 50251-2003《输气管道工程设计规范》中规定[1]：进入输气管道的气体水露点应比输送条件下最低环境温度低 5℃。此处的输送条件是指观测点管道天然气的运行工况条件，在所输送的天然气中含水量不变的情况下，随着压力的升高，水露点值也会升高，随着压力的降低，水露点值降低。天然气水露点的测量、计算和分析主要是确定是否有游离水的存在，以进一步判断管道内部是否存在形成水合物的条件。

1.2 天然气水合物的形成

天然气水合物是水与小分子气体如 CH_4、C_2H_6、C_3H_8 等形成的一种固态结晶，其外观像雪沫或碎冰，会堵塞管道、设备、仪表等，形成冰堵。目前已经发现的水合物结构有三种：Ⅰ型、Ⅱ型[2]和 H 型。水合物生成需满足组分条件和热力学条件[3]：组分条件是系统中应有一定的水分和低分子量的气体或挥发性液体；热力学条件是指一定的温度、压力条件。水合物生成还与外部条件有关，当气体处于紊流脉动等剧烈扰动中，或有结晶微粒存在时，更易生成和长大。

2 冰堵预防措施

2.1 气质符合标准要求

从根本上而言，避免管道发生冰堵的最直接办法是

收稿日期：2013-07-24
基金项目：中国石油西气东输二线管道工程资助项目（CQE200700506）
作者简介：王志方（1980-），男，山东菏泽人，工程师，博士，主要从事西气东输管道系统工艺运行分析工作。

降低管道输送天然气的水露点，保证管道输送的是清洁、干燥天然气，管道内无工程遗留积水。只要运行压力下管道内天然气水露点达标，无游离水析出，便不具备生成水合物发生冰堵的条件。但新建管道投产初期或因特殊原因，管道内工程遗留积水较多，管道接收的天然气水露点不达标，在下游都不可避免冰堵问题的发生。由此必须加强管道建设工程期间水试压后的清管、干燥质量监管，在管道置换投产过程中增加站内设备和阀室球阀的排污、吹扫作业。

2.2 加抑制剂

可将化学抑制剂（如甲醇、乙二醇、二甘醇等）喷注到管输气流中以吸收气体中的水分，从而降低水露点，降低水合物的形成温度。最常用的抑制剂为甲醇[4]，甲醇易气化，能与天然气均匀混合，不需要雾化设备，注入系统简单。注入的甲醇在压力下降、温度回升后将重新气化，不易在管道中形成积液。注醇量根据水溶液中最低抑制剂的计算和甲醇气相蒸发量的计算得到。注醇装置的安装位置：若向主干线管道注醇，装在出站阀后压力表接口处；若向分输管道注醇，安装在计量橇后调压橇前的压力表接口处，可选择临时拆除仪表接口，连接注醇装置接口。

2.3 提高输送温度

2.3.1 使用加热装置

通过使用电加热器、水套炉等装置加热所输送的天然气，提高输送天然气的温度，使调压节流后天然气的温度仍高于水合物生成温度，从而防止水合物生成。这种方法也通常作为天然气管道冻涨的预防和治理措施。在管输天然气水露点不确定的情况下，加热装置的投用功率以调压后天然气温度仍能达到 5℃为宜。通常，天然气压力每升高 1 MPa，温度升高 10℃左右；压力每降低 1 MPa，温度降低 4.5℃左右。电加热器和水套炉都属于大能耗设备，从经济上考虑，需求加热功率低于 300 kW 时选用电加热器，高于 300 kW 时选用水套炉。

2.3.2 缠绕电伴热带

在天然气站场分离器、调压橇及其后管段、引压管、排污集液包等位置缠绕电伴热带并做保温，可在一定程度上缓解冰堵或冻结问题的发生，但对天然气流动量较大的分离器、调压橇及其后管段的作用不大。在发生冰堵后，及时关断冰堵设备两端阀门，通过电伴热带的加热可作为解堵措施。电伴热带的选用功率一般为 30~60 W/m，对所需伴热部位做螺旋包裹缠绕，必须采用安全保温材料以做到有效保温，长时间投用，需安装温控装置。

2.3.3 利用高温气进行调压分输

对于分输压气站，如果流程上许可，利用压缩机出口近 50℃、10 MPa 的高温高压天然气进行分输，即使调压至 4 MPa，温度仍能保持 20℃以上。在流程满足的情况下，该方法也可做为解堵吹扫措施使用。

2.4 减少调压阀前后压差

由于分输站场调压橇上的工作调压阀多是轴流式调节阀，笼筒是阀门的关键部件，壁面上有许多孔眼，活塞通过活塞杆的导引在笼筒内前后运动，可精确调节流量，但此结构也容易在笼壁上发生冰堵，且水合物一但生成，很快就会堵塞流量调节的孔眼，节流进一步加大，阀前后压差增大，阀后天然气温度持续下降，游离水在阀门和阀后管段内冻结，进一步加剧冰堵，直至完全堵塞。

在允许的运行工作压力下，提高分输站场调压阀后运行压力，减少调压阀前后压差。此方法有两个使用前提：一是不可超过调压阀后许可的运行工作压力；二是有充足的气量允许，需先加大阀后向下游的供气量，提高管存量，使阀后的下游管道在较高的压力下运行。

降低分输站场调压阀前的运行工作压力，减少调压阀前后压差。在管道水露点升高，开始出现冰堵迹象时，及时通过关闭分输站进站阀或上游阀室截断阀，利用旁通线旋塞阀进行调节，降低工作调压阀前压力，可起到降低工作调压阀发生冰堵的风险。此方法也可作为冰堵发生时解堵的措施之一。

此两种方法都是尽量减少向分输站场下游用户分输的工作调压阀前后压差，最佳效果是保持工作调压阀前后无压差。

2.5 清管

清管的目的是清除管道内积物、积液[5]，只有在不能生成水合物的压力和温度下，管道清管作业才是安全的。若在管道运行压力温度高于水合物生成条件下清管，清出积物、积水较少。但这并不能表明管道内无积液，可以说明管道的水量不是非常大，不足以在管道内形成比较大的水段塞。由于长输管道长、管径大，在管道的弯头和起伏段会产生侧漏及管道焊接处积水，同时，管壁会有附着的水膜，所以，在高于水合物温度压力下清管就很难清除管道内的全部积水。

3 分输站场冰堵解堵过程

3.1 判断站场发生冰堵位置

现场通过局部分段截断放空，观察放空情况来判断冰堵的具体位置。分输站场可从计量橇开始放空，截断

计量橇出口阀门进行计量橇放空点火，若火炬一直比较稳定说明未有冰堵，若火炬很快变小，说明计量橇存在冰堵；依次关断调压橇出口阀进行调压橇的放空，关闭出站阀放空调压橇至出站间管段，观察放空火炬情况判断是否存在冰堵。

3.2 截断发生冰堵管段并放空

截断发生冰堵管段，放空降低压力，破坏水合物的平衡状态，使水合物开始分解。

3.3 加热冰堵管段

3.3.1 缠绕电伴热带

在发生冰堵管段缠绕大功率电伴热带，并进行整体保温，发生冰堵后及时关闭上下游阀门，切换至备用路，开启电伴热加热，以加速水合物分解。

3.3.2 蒸汽车加热

利用蒸汽车对冰堵管段进行充分加热，以加速水合物分解。蒸汽车的加热可采用高温蒸汽喷射管道外壁，同时对加热管段做封闭空间进行保温的方式。

3.4 高温气反吹冰堵管段

对于联络站或分输压气站可通过调整工艺，利用高温气反吹冰堵管段，加速水合物分解。

3.5 反向充填易发生冰堵管段

对于易发生冰堵管段，如分输站场调压橇和调压橇后出站管段，在冰堵解除后充压时，应先关闭进站阀门，将站内压力降至与调压后分输压力相平衡，全开调压阀，再打开进站阀门的旁通阀进行调压，避免了再次通过调压阀调压节流发生冰堵。如果进站阀门旁通不能满足分输量，可将站场上游阀室截断，平衡上游阀室至站场管段内压力，待站场分输压力与干线管道内压力相平衡后打开上游阀室旁通进行调压并向下游分输。

4 案例分析

4.1 西二线黄陂站冰堵的发生

4.1.1 冰堵发生过程

西气东输二线黄陂联络压气站（以下简称“黄陂站”）负责接收西二线西段中卫站方向来气计量调压后向淮武线供气。2011 年 1 月 1 日黄陂站向淮武线供气第一路调压管路发生冰堵，随即开始切换到第二路调压进行供气，但第二路调压橇又发生冰堵，停止向淮武线供气，通过进行流程关断和紧急放空等措施解堵，恢复对淮武线输气，但冰堵问题未能解决，再次停输。

4.1.2 冰堵后采取的紧急措施

先对调压橇及其后管道浇淋热水进行解堵，分别进行放空吹扫（包括用淮武线天然气进行反吹），均无法有效解堵。

4.1.3 解堵过程

判断发生冰堵的具体位置。通过站内分段放空、正向和反向吹扫，判定冰堵发生在黄陂站调压橇工作调压阀至出站阀门之间的管段内。

截断发生冰堵管段并放空。关闭调压橇进口阀门和出站阀门进行放空，降低冰堵管段压力，水合物开始分解。

加热发生冰堵的阀门和管段。利用两台蒸汽车对第二路调压橇和调压橇至出站阀间管段进行充分加热，加速水合物分解。在用蒸汽车产生的高温蒸汽对调压阀、阀后发生冰堵的管段和弯头处进行加热的过程中，对所需加热部位进行了保温，提高加热效率和保证加热效果是使用高温蒸汽进行解堵的关键。

在第一路调压橇及其后段 10 m 长管段上缠绕安装特制电伴热带，此电伴热带为特殊工艺制作，具有单位功率大、加热快的特点，加快第一路水合物的分解。

反向充填发生冰堵管段，恢复时避免再次通过调压阀节流。关闭黄陂站进站阀，将黄陂站内降压至与向淮武线供气压力相平衡，利用黄陂站进站阀门旁通线（管径 114 mm）进行压力调节供气，调压橇上工作调压阀保持全开，前后无压差，同时保证注醇装置正常投用，恢复向淮武线供气。

关断黄陂站上游阀室干线截断阀，降低阀室至黄陂站管段压力。当黄陂站站内外压力平衡，随即打开进站阀门，关闭黄陂站进站旁通管线，转为走站内正输流程，利用阀室旁通线（管径 406 mm）进行压力调节，向淮武线保持稳定供气。通过黄陂站进站阀门的旁通调压供气和上游阀室旁通线的调压，避免了再次在易发生冰堵的调压橇进行压力调节。

4.1.4 避免再次发生冰堵的措施

鉴于目前西气东输二线水露点较高，黄陂站保持注醇装置投运。

在黄陂站两路调压橇及橇后管段缠绕大功率特制电伴热带，并对调压橇及其后段 5 m 左右管道增加了保温措施。

降低黄陂站调压橇前后压差（不大于 1 MPa），在干线管道上进行压力调节。先期利用上游阀室旁通线、然后利用上游站场南阳站越站旁通线阀门进行调节，最后利用中卫联络站调压橇调节，降低西二线东段运行压力至 7 MPa。

为避免黄陂站输量大而引起过大的压降，可协调黄陂站向淮武线的分输量下调。

4.2 西二线清管过程中冰堵的发生

西气东输二线张掖至永昌段 2010 年 5 月 27 日至 6

月 1 日进行了清管作业。张掖出站压力 6.07 MPa、温度 12.8 ℃；永昌站进站压力 5.66 MPa、温度 4.9 ℃。清管器运行至里程桩 KP 1 939km 处，出现长时间停球、憋压现象，清管器前后最大压差 1.25 MPa。及时准确地确定清管器位置，挖开停球点。发现管道无变形，地表温度 11 ℃，开挖后管道表面温度 8 ℃。用蒸汽车对停球点加热，而后反推清管器至 KP 1 938 km 处，上游阀室憋压至 1.25 MPa，开启上游阀室阀门，清管器通过停球点。分析清管器停滞原因为冰堵停球。

永昌站收球筒盲板打开后，水合物充满收球筒，清出的水合物十分坚硬，体积为 3.38 m^3 的冰柱。

5 结论

由于进入管道天然气水露点较高或者新建管道内工程遗留积水较多，达到了生成天然气水合物的条件，致使天然气管道站场发生冰堵问题，严重影响管道的安全运行。冰堵的预防措施有：保证管输天然气的气质符合标准要求；加水合物抑制剂；提高输送天然气温度；减少易发生冰堵的调压阀前后压差；清管排出管道内积水等。根据天然气水合物生成的条件，给出冰堵的解堵过程：判断站场发生冰堵的位置；截断发生冰堵管段并放空；加热冰堵管段，加快水合物分解；高温气反吹冰堵管段；反向充填易发生冰堵管段，恢复时避免再次通过调压阀节流。通过案例分析，进一步说明了冰堵的发生过程和解堵措施的应用。

参考文献：

[1] GB 50251-2003，输气管道工程设计规范［S］.
GB 50251-2003, Code for Design of Gas Transmission Pipeline Engineering［S］.

[2] 皮艳慧，廖柯熹，孙欧阳．天然气水合物生成条件预测模型及适用性评价［J］．天然气与石油，2012, 30(6):16-18.
Pi Yanhui, Liao Kexi, Sun Ouyang. Prediction Model for Natural Gas Hydrate Formation Conditions and Applicability Evaluation［J］. Natural Gas and Oil, 2012, 30(6): 16-18.

[3] 王海霞，陈保东，陈树军．输气管线中水合物的形成及预防［J］．天然气与石油，2006, 24(1): 29-32.
Wang Haixia,Chen Baodong, Chen Shujun. Formation and Prevention of Hydrate in Gas Pipeline［J］. Natural Gas and Oil, 2006, 24(1): 29-32.

[4] 马永明，韩海彬，王 伟，等．陕京输气管道水合物的处理与防范措施［J］．油气储运，2010, 29(1): 46-48.
Ma Yongming, Han Haibin, Wang Wei, et al. Treatment and Precaution Measures for Natural Gas Hydrate of Shannxi-Beijing Gas Transmission Pipeline［J］.Oil & Gas Storage and Transportation,2010, 29(1): 46-48.

[5] 赵小川，管志伟，南宇峰．西气东输二线干线西段清管作业研究与实践［J］．天然气与石油，2012, 30(2): 17-22.
Zhao Xiaochuan, Guan Zhiwei, Nan Yufeng. Research and Practice of Pigging Operation in Western Section of West-East Gas Pipeline 2［J］. Natural Gas and Oil, 2012, 30(2): 17-22.