

长输天然气管道冰堵治理与案例剖析

王保群



冰堵是天然气管道运行管理中常见的问题，产生冰堵的根本原因是管内有液态水或气态水含量较高，通常发生在管道投产初期、清管作业过程或站内调压节流过程，给管道正常生产运行产生较大影响。常见预防方法包括严格控制气源质量、严格监管投产前管道干燥、对天然气加热或添加化学抑制剂等。常见解堵方法包括降压运行法、注醇法、加热法和热水喷淋法等。

前言

近几年，西气东输二线、大沈线、冀宁线、秦沈线、忠武线等天然气管道均发生过冰堵问题，给管道的正常生产造成较大的影响。笔者对冰堵原因进行分析，对常见冰堵情景进行分类，对各种情景提出对应的预防和处理措施，并对近几年国内天然气管道发生的典型冰堵案例详细分析。

一、冰堵成因及分类

(一) 冰堵成因

天然气管道冰堵一般发生在冬季。之所以会发生冰堵，根本原因是管道内部有水存在，液态的或气态的。液态水一般因管道投产前干燥不彻底而存留下来，温度较低时结冰，造成管道冰堵；气态水一般因含量过高而在一定温度和压力条件下析出液态水，进而在一定条件下生产天然气水合物。前者一般发生在管道投产初期，并且地形起伏较大、弯头弯管较多的管道较易发生；后者一般发生在管道运行过程中，由于天然气中水含量过高而引起。

天然气水合物是一种由水和甲烷、乙烷等小分子气体在一定条件下形成的固态结晶，外观像碎冰，点火即燃，又称“可燃冰”。其形成条件包括组分条件、热力条件和促生条件：组分条件，硫化氢、二氧化碳及小分子烃类组成的气体分子和天然气在一定条件下析出的液态水；热力条件，即足够高的压力和足够低的温度；促生条件，天然气在紊流状态下或有晶体微粒存在。

(二) 冰堵类型

天然气管道主要包括干线管道和站场，两者均可能有冰堵发生，总结近几年国内管道发生的冰堵现象，冰堵情景可分为以下几种：

(1) 投产干燥不彻底引起的冰堵

天然气管道在焊接完成后，为检验焊接质量、密封性和承压能力，需对管道试压。目前管道试压多采用水试压方法，尽管试压过后要进行清扫、干燥处理，但是低洼处、弯头、弯管等特殊地段管内难免存有少量残留水，投产初期温度较低时易造成冰堵，影响站内阀门、调压装置等设备的正常运行，影响向下游用户分输供气。大连-沈阳天然气管道在2011年底投产之后，管道沿线营口、沈阳等分输站场以及与其相连的秦沈天然气管道沿线盘锦、锦州等分输站场均多次发生冰堵现象，给管道正常运行造成较大影响。

(2) 干线管道清管作业引起的冰堵

管道运行初期，为进一步清除管道内残留的杂质和水分，需进行清管作业。在清管器运动过程中，由于前后压差的存在，清管球射流孔会产生节流效应，温度随之降低，天然气水露点较高时析出水分，并在一定条件下形成天然气水合物，进而造成冰堵，增加清管作业的难度和风险。2010年5月27日西气东输二线清管作业时，张掖-永昌段以及古浪压气站附近56#-59#阀室之间地势起伏大，地温变化快，多次发生冰堵。

(3) 站场节流引起的冰堵

当天然气流经过滤分离器、调压撬、孔板流量计等装置时，引起天然气节流，由于焦耳-汤姆森效应的存在，天然气温度随之降低，天然气水露点较高时会析出水分，形成水合物，进而产生冰堵。若冰堵发生在过滤分离器，会造成滤芯堵塞，进而引发滤芯的变形和损坏；若发生在调压撬，会造成管内流通面积减小，甚至全部堵塞，进而影响向下游用户平稳供气；若发生在流量计处，会影响流量计的精准度；若发生在阀门引压管处，会引起控制单元无法准确检测信号，造成阀门误关断。2010年11月27日，涩宁兰天然气管道兰州末站各分输支路

均发生冰堵；2011年1月1日西气东输二线黄陂站调压管路发生冰堵；2011年4月27日，西气东输二线红柳压气站卧式分离器发生冰堵。

(4) 转供不合格气源引起的冰堵

国内忠武线、陕京线系统、冀宁线、永唐秦等天然气管道在西气东输二线投产之前，由于气源水露点较低，运行较为平稳，很少出现冰堵现象。自从西气东输二线投产，以上各管道气源开始混有水露点较高的中亚天然气，沿线多数站场冰堵问题较为严重，给管道正常运行造成较大影响。

二、冰堵预防措施

(一) 严格控制气源质量

预防天然气冰堵最为根本有效的方法是降低天然气水露点，控制气源质量。天然气进入干线管道之前，先经处理厂干燥处理，常用干燥方法有液体吸附法和固体吸附法两种，前者是利用甘醇等具有良好亲水性的吸附剂进行脱水，降低天然气水露点；后者是利用硅胶、活性炭、分子筛以及氧化铝等较强吸附能力的吸附剂进行脱水，使天然气水露点达到相关要求。

我国典型管道对应气源水露点如下：根据相关协议，中亚天然气管道气源水露点要求冬季在 7.0MPa 压力下不高于-7℃，根据《GB22634-2008 天然气水含量与水露点之间的换算附录 E(等同于 ISO18453)》换算方法，折算其对应的含水量为 67.3mg/m³；中缅天然气管道气源水露点要求在 10.0MPa 压力下不高于-5℃，折算含水量为 63.5mg/m³；中俄东线天然气管道气源水露点要求冬季在 4.0MPa 压力下不高于-20℃，折算含水量为 36.8mg/m³；西气东输一线气源水露点在 6.0MPa 压力下不高于-14℃，折算含水量为 40.5mg/m³；陕京系统管道气源水露点在 5.4MPa 压力下不高于-13℃，折算含水量为 51mg/m³；川气东送管道气源水露点在 6.7MPa 压力下不高于-15℃，折算含水量为 40.1mg/m³。

再根据含水量折算各管道气源在不同压力条件下对应的水露点如下表所示。可以明显看出，中俄东线天然气管道气源水露点条件最好，中亚天然气管道气源质量最差。

典型管道气源含水量和各压力条件下对应的水露点

天然气管道	不同压力条件对应的水露点 (°C)										含水量 Mg/m ³
	1MPa	2MPa	3MPa	4MPa	5MPa	6MPa	7MPa	8MPa	9MPa	10MPa	
中俄东线	-32.4	-26.0	-22.5	-20.0	-18.3	-16.8	-15.7	-14.7	-13.8	-13.2	36.8
川气东送	-31.4	-25.0	-21.4	-18.9	-17.1	-15.7	-14.6	-13.4	-12.6	-11.9	40.0
西气东输	-30.1	-23.6	-19.9	-17.4	-15.4	-14.0	-12.8	-11.8	-10.9	-10.2	45.0
陕京系统	-28.9	-22.3	-18.6	-16.0	-14.1	-12.6	-11.3	-10.2	-9.3	-8.7	51.0

中缅管道	-26.2	-19.4	-15.4	-12.8	-10.8	-9.1	-7.9	-6.8	-5.8	-5.0	63.5
中亚管道	-25.5	-18.7	-14.7	-12.0	-9.9	-8.3	-7.0	-5.9	-4.9	-4.1	67.3

(二) 做好投产前的管道干燥

为清除管道水试压产生的残留水，试压完毕后需进行干燥处理。常用管道干燥方法包括干空气干燥法、真空干燥法以及干燥剂干燥法。

(1) 干空气干燥法，包括通球法和干燥空气吹扫法两种施工方式。该方法具有干燥时间较短、工艺简单、成本较低、干燥材料来源较广等优点，是目前国内使用较为广泛的干燥方法。

(2) 真空干燥法，利用真空泵对管道内气体进行抽吸，使管内气体压力降低，管道内壁上的水分沸腾汽化后被抽出。该方法具有可靠性较高、不会产生废弃物、符合站场 HSE 相关要求等优点，但成本相对较高。

(3) 干燥剂干燥法，通常采用甲醇、乙二醇或三甘醇等干燥剂与水以任意比例互溶，使水的蒸汽压大大降低，从而达到干燥管道的目的，部分残留在管道中的干燥剂同时又能够抑制天然气水合物的形成。该方法在实际使用过程中，一般采用选择较为便宜的甲醇作为干燥剂。

在实际工程中，常结合管道干线走向复杂、站场内部工艺管道规格较多、工期较紧等特点，选择多种方法共同完成管道干燥任务。

(三) 提高天然气温度

为防止天然气水合物的形成，用加热炉对天然气加热或在调压撬、气液联动阀引压管等易堵管段安装电伴热带，使气体温度保持在水露点以上。目前，国内多数站场常采用该方法，效果较为明显。

(四) 化学抑制剂法

为避免天然气水合物的产生，可向管道中注入一定量的化学抑制剂，改变水和烃分子之间的热力学平衡条件，达到保持天然气流动的目的。该方法也是一种常见的解堵方法。

(五) 其他方法

为降低冰堵发生的概率，管道投产初期，可对站内调压撬、放空立管、阀门、过滤分离器、计量撬、排污罐等设备多次排污，将管道和设备内积液排出，并及时更换过滤分离器滤芯。条件允许的情况下，也可适当提高分输支线管道运行压力，缩小分输调压撬前后压差，减少温度降低幅度，尽量避免冰堵发生。

三、冰堵治理方法

目前，管道干线和站场发生冰堵时，常用的解出冰堵方法有放空降压法、注醇法、对天然气加热法等。不同冰堵情景常用解堵方法介绍如下：

(一) 干线清管解堵

对于干线管道清管出现的冰堵问题，较为常用的方法是将冰堵段两端阀室阀门关闭，并适当放空降压，天然气水合物将随着压力的降低快速分解，从而达到解出冰堵的目的。也可配合使用蒸汽车向管道外壁喷射高温蒸汽，对冰堵管道进行充分加热，加速天然气水合物的分解。该方法在西气东输二线清管作业时使用。

(二) 调压阀解堵

对于站场调压阀之后出现冰堵时，可注入适量甲醇等防冻剂，利用其良好的亲水性吸收天然气中的水分，降低含水量，进而降低天然气水露点而快速将水合物分解，达到解堵目的。该方法在大沈天然气管道投产初期被沿线多各站场采用。

(三) 站内局部管段解堵

站内局部管段出现冰堵时，可利用加热设备对天然气进行加热，提高天然气温度，使天然气水合物快速分解。加热设备一般有电加热器和水套炉两种，加热功率较小时常采用电加热器，加热功率较大时常采用水套炉。

(四) 分输管路解堵

站内分输管路冰堵时，可切换至备用管路，并在发生冰堵管段缠绕大功率电伴热带，对管道进行加热，使水合物快速分解。也可临时采用调压阀上游球阀节流的措施，减小调压阀前后压差来降低节流效应，达到解堵目的。

(五) 压气站场解堵

对于联络压气站或者分输压气站，站内发生冰堵时，可采用调节工艺流程，利用压缩机出口的高温天然气反吹冰堵段，加速水合物分解。西二线红柳压气站出现冰堵时，利用掺混西一线压缩机出口端高温气的方法对冰堵段管道进行解堵。

(六) 分离器、排污管解堵

站内分离器、汇管排污管线出现冰堵时，可采取在线排污的方式解决冰堵问题，也可切换至备用分离器，待冰堵解除后恢复。

(七) 引压管解堵

站内调压阀引压管或指挥器出现冰堵时，由于其管径较小，产生水合物不会太多，可采取较为简单有效的热水喷淋法，向引压管或指挥器上直接浇注开水。该方法较为简单易行，效果较为明显。

四、典型案例分析

近年来，国内西气东输二线、冀宁线、忠武线、中缅天然气管道境内段均有冰堵事故发生，针对不同的情景，选用了合适的解堵方法，均取得良好效果。

(一) 西二线干线清管冰堵

2009年12月西气东输二线西段投产之后，半年之内管道沿线管道和站场出现50余处冰堵，对管道正常生产影响较大。2010年5月26日运行单位对西气东输二线进行清管作业，由于管道沿线甘肃段走向曲折、地形复杂、地温变化较大等各种原因，清管过程中张掖-永昌段以及古浪压气站之后的56#-59#阀室之间多次发生冰堵，给清管作业造成了较大隐患和困难。

分析其原因，一是管道沿线地势起伏较大，山丹压气站附近高程近2600m，之后约100km处降至1600m，随后又升高至2200m，地温变化较大；二是由于清管器射流孔和泄流孔的存在，清管过程中会在清管器前后形成一定的节流效应，使得天然气温度降低形成天然气水合物，特别是清管器受阻时更为严重；三是管道投产前干燥不彻底，管道含有液态水，清管期间在永昌压气站排出天然气水合物多达3.3m³。

运行单位采取了对冰堵段两段阀室放空降压、挖开管道用蒸汽吹扫冰堵处并搭建保温棚等多种解堵措施，才完成了本次清管任务。

(二) 中缅天然气管道投产初期自用气撬冰堵

中缅天然气管道（境内段）投产初期，多数站场存在自用气撬冰堵问题，致安全阀自动关闭和自动放空的问题，特别是夜间温度较低时更为频繁。造成天然气放空浪费，并给正常生活用气造成了较大影响。

分析其原因，主要由于管道投产前干燥不彻底，管道内含有残留水。2013年8月初该管道投产期间，该管道保山站排出大量的水（约30m³），其余站场、阀室放空作业时，放空管也存在混有水柱的气体，说明该管道投产前的干燥不彻底；根据相关单位生产运行分析报告，2014年2月瑞丽首站8.2MPa压力下水露点值介于-13℃至-17℃之间，能够满足相关协议气质标准，而下游禄丰分输站水露点明显升高，7.1MPa压力下水露点值介于-4.6℃至3.2℃之间，表明管道投产之后一段时间内，管道内仍存有液态水，导致下游管道内天然气水露点升高；

另外，自用气撬前后压力从 8.0MPa 左右一次性降至 0.4MPa，压降较大，按 5°C/MPa 计算，温度降低约 38°C，也是产生冰堵的主要原因。

针对自用气撬冰堵的问题，投产初期各站采取夜间停止用气、热水喷淋以及增设电加热器等多种措施，后来通过协调自用气撬供货商对各站设备采取更换电阻丝，增大加热负荷的方式，彻底解决冰堵问题。

(三) 中亚管道不合格气对国内其他管道的影响

陕京线系统、冀宁线、永唐秦、忠武线等天然气管道在引进中亚气之前，天然气水露点一直较低，运行较为平稳。中亚天然气自 2009 年底引进并通过国内管网进入上述管道之后，2010 年冬季气温较低时，沿线多数站场发生了较为严重的冰堵现象，给管道运行造成较大影响。

分析其原因，主要由于中亚天然气来气气质不合格，水露点较高。根据霍尔果斯首站水露点测量值，中亚天然气管道投产之后，2010 年冬季，霍尔果斯首站天然气水露点值在 4°C~11°C 之间，交气压力约为 7.8MPa，水露点取平均值 7.5°C 时，折算含水量为 164.5mg/m³，远远高于相关协议规定值 67.3mg/m³。但冬季寒冷季节国内天然气正处于紧张状态，又无法大幅度压减进口气量。

中亚天然气管道天然气水露点合同规定值与实际测量值对比表

霍尔果斯首站 天然气水露点	不同压力条件对应的水露点 (°C)										含水量 Mg/m ³
	1MPa	2MPa	3MPa	4MPa	5MPa	6MPa	7MPa	8MPa	9MPa	10MPa	
合同规定值	-25.5	-18.7	-14.7	-12.0	-9.9	-8.3	-7.0	-5.9	-4.9	-4.1	67.3
实际测量值	-14.72	-6.95	-2.33	0.83	3.22	5.22	6.84	8.17	9.39	10.39	164.5

各站场冰堵事故初期，由于多数站场没有预防措施和相关处理经验，给正常生产造成较大影响。后来采取注醇法等临时措施，并在相关站场增设加热炉、电伴热带等加热设备，才较好的解决了冰堵问题。

五、相关建议

为尽量减少国内天然气管道冰堵问题的发生，提出以下几条建议：

(一) 严格控制进口天然气气质指标，加大对不合格气的处罚力度

随着我国对清洁能源需求的快速增长，进口天然气途经将进一步拓宽，对于今后的进口天然气管道，应充分吸取中亚天然气管道不合格气的教训，在前期技术谈判时应对天然气水

露点等气质指标进行严格控制，并在对应的商务条款中加大对不合格气的处罚力度，确保国内天然气管网的安全平稳运行。

(二) 严格控制管道水试压之后的干燥处理，最大程度地降低管内残留水

总结国内近几年管道出现的冰堵事件，多数发生在管道投产初期，主要原因是管道水试压之后干燥不彻底。大沈线、中缅天然气管道境内段、西气东输二线西段投产初期均有发生。为防治和治理冰堵问题，多数站场增设加热炉、注醇装置等相应设施，不仅需要大量投资、增加运行成本，还需对设备进行运行、维护和保养，增加运行人员的劳动强度和工作量。建议今后新建干线天然气管道干燥处理时，加大监管力度，提高施工质量，最大程度减少管内残留水。

(三) 充分考虑新建管道对管网系统的影响，并提出应对措施

随着我国天然气管道行业的快速发展，国内基干管网基本形成并逐步完善，新建干线天然气管道应纳入对应的管网系统整体进行分析。充分借鉴西气东输二线天然气管道不合格气对冀宁线、忠武线等管道造成的严重冰堵事故影响，新建管道投产和运行初期，应充分考虑因管道干燥不彻底引起的水露点偏高等相关问题对管网系统的影响，并提出相应的应对措施，确保管网系统的安全运行。