

新型天然气管道冰堵预测及抑制技术探讨

李 静¹ 蒋 志¹ 张 卫² 黄辉荣² 马 鑫¹

(1. 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司川中油气矿, 四川 遂宁 629018)

(2. 重庆科技学院石油与天然气工程学院, 重庆 401331)

摘 要: 文章从机理、主要原因这几方面入手, 分析了新型天然气管道冰堵的主要内容, 并以依托天然气-水两相图进行对水合物生成条件的预测、天然气管道水合物预测模型的构建与使用、天然气管道冰堵预警方法的设定与应用为切入点, 说明了新型天然气管道冰堵的预测与预警技术要点。在此基础上, 进一步阐述了新型天然气管道冰堵的抑制与防治技术要点, 包括强化落实对气源质量的控制、严格管道投产前干燥处理、适当投入合理的化学抑制剂、适当提高输送温度、输气站设备电伴热、降低分输调压阀压差, 以期切实降低天然气管道冰堵事故的发生概率。

关键词: 新型天然气管道; 冰堵事故; 预测; 抑制技术

管道投产使用的初期阶段、清管作业期间、站内调压节流期间为天然气管道冰堵事故的常见发生时间点。在管道干线段、站场内具有可能出现天然气管道冰堵事故。一般来说, 在仪表、阀门、调压撬、分离器等构件的安装位置, 或者是天然气管道弯头、弯管管段、地形起伏相对较大的位置, 均可能出现天然气管道冰堵事故。在冬季寒冷气候条件下, 发生天然气管道冰堵事故的概率更高。特别是在我国东北部地区的冬季, 天然气管道在投产运行后很容易发生冰堵事故, 需要落实重点预测与抑制。

1 新型天然气管道冰堵的主要内容分析

1.1 新型天然气管道冰堵的机理分析

管道内部存在液态或者是气态的水, 是导致天然气管道发生冰堵事故的根本原因。其中, 液态水主要来源于管道投产前期为进行彻底的干燥处理, 而在管道低点位置聚集起来的残留水。气态水主要来源于天然气管道在实际投产运行期间, 于一定压力与温度条件下所析出的液态水。基于此, 能够明确的是, 压力、温度直接影响着水合物的生成。对于水合物而言, 导致其产生的压力范围为 3-10 兆帕; 在天然气管道输送期间所设定的压力大小更大的条件下, 促使水合物形成的温度也就随之提升^[1]。

1.2 新型天然气管道冰堵的主要原因分析

天然气管道冰堵事故的发生较为常见, 导致这一问题发生的原因主要有以下两点: 第一, 在运输天然气之前, 需要前提对管道开展注水试压的工作。完成

这一道工序之后, 就必须要把管道中的水分彻底清理干净。

2 新型天然气管道冰堵的预测与预警技术要点分析

2.1 依托天然气-水两相图进行对水合物生成条件的预测

对于天然气水合物而言, 其属于一种非化学笼形晶体化合物, 主要成分为轻烃与水。结合水合物相平衡理论展开分析, 能够明确的是, 天然气管道实际输送温度维持在小于水合物形成最低温度, 在气体流速相对较高、紊流扰动且结晶核心条件得以满足的情况下, 水合物更容易生成。

会对水合物生成温度产生影响的主要因素包括天然气管道内的含水量、压力大小、天然气的组分, 可以结合现实情况落实对基于不同相对密度的天然气与水合物形成压力-温度曲线的绘制, 并在此基础上落实对水合物生成条件的有效预测。一般来说, 在天然气管道运行温度保持在 10℃ 的条件下时, 当天然气相对密度为 0.6g/cm³, 那么相应天然气水合物的最小生成压力保持在 3.3 兆帕左右; 当天然气相对密度为 0.7g/cm³, 那么相应天然气水合物的最小生成压力保持在 2.3 兆帕左右。以 T 天然气管道为例进行说明。该天然气管道在实际投产使用初期发生冰堵事故, 对相应事故的发生原因展开分析, 发现天然气的相对密度为 0.6g/cm³, 管道实际运行温度长时间保持在 6℃ 左右。由此确定出, 生成天然气水合物的压力最小值为 2.1 兆帕。首站进站压力测定数值为 5 兆帕, 满足天然气水合物

的生需求,最终引发冰堵事故。^[2]

2.2 天然气管道水合物预测模型的构建与使用

从热力学相平衡理论方面来看,在化学反应的支持下,能够生成可以计量属性的基础水合物,相应基础水合物内包含着空腔区域,支持小分子气体在其内部的吸附,并在此基础上,促使非化学计量属性的次生水合物迅速生成。结合这一水合物生成机理,以及大量天然气管道输送的天然气组成数据,能够搭建起天然气管道水合物预测模型,以此输出天然气水合物的形成趋势;将这一变化趋势与天然气管道的实际运行工况参数实施对比分析,能够完成对天然气管道全线范围内更不容易产生水合物、析出游离水的区域,从而达到预测天然气管道冰堵事故的效果。结合天然气管道水合物预测模型的应用,还可以对含醇类天然气水化物的生成趋势进行预测。

另外受到高压、低温等因素的影响,中俄东线天然气管道在投产运行初期很容易产生水合物,从而引发冰堵事故。为降低冰堵事故的发生概率,实现对冰堵的及时、精准预测,天然气管道水合物预测模型CSMHK得以构建并投入使用,在该模型的支持下,能够完成对相应天然气管道沿线的水合物产生区域、水合物产生质量、水合物在天然气管道内的现实堆积程度的精准预测。

2.3 天然气管道冰堵预警方法的设定与应用

针对天然气管道实际投产运行期间所产生的计量流量、出站温度、调节阀开度、分输调节压力等参数,应用SCADA系统实施间歇性的采集处理,并在此基础上,参考天然气管道的管理工程实践情况,落实对天然气管道冰堵事故预警逻辑准则的设定与构建,并以此为参考,形成天然气管道冰堵事故预警方法。针对这一预警方法,可以做出如下定义:

$$\Delta P = P_1 - P_2; \Delta Q = Q_1 - Q_2; \Delta E = E_1 - E_2$$

其中,分输站与工作调压阀之间所存在着的压差使用 ΔP 进行表示;分输站出站的瞬时压力值使用 P_1 进行表示;工作调压阀后瞬时压力值使用 P_2 进行表示;流量差值使用 ΔQ 进行表示;流量计的瞬时流量值使用 Q_1 进行表示;5分钟后流量计的瞬时流量值使用 Q_2 进行表示;工作调节阀的开度差使用 ΔE 进行表示;工作调节阀的开度瞬时值使用 E_1 进行表示;5分钟后工作调节阀的开度瞬时值使用 E_2 进行表示。通常情况下,天然气管道内的冰堵会在30分钟左右形成,且要每间隔5分钟完成一次工作调节阀的开度、流量

值以及压差值的测量与获取,因此需要间歇完成5次各个参数的采集。

从分输站方面来看,天然气管道冰堵事故的预警逻辑准则主要如下。在天然气水露点相对较低(管道内的水合物形成速度相对较慢)的情况下,若连续5次输站与工作调压阀之间所存在着的压差数据持续提高,且存在1次压差数值达到高于0.02兆帕的水平,则可以判断出,调压后汇管以及出站管道存在冰堵问题。在天然气水露点相对较高(管道内的水合物形成速度相对较快)的情况下,若连续2次输站与工作调压阀之间所存在着的压差数值达到高于0.3兆帕的水平,则可以判断出,调压后汇管以及出站管道存在冰堵问题。

从工作调压阀及调压后的角度来看,天然气管道冰堵事故的预警逻辑准则主要如下。当调压阀在流量与压力自动化调节的模式下运行时,若连续5次产生流量差值高于0,且超出前一次瞬时流量1%的情况,以及连续5次产生工作调节阀的开度差小于0,并有2次工作调节阀的开度差不高于-1,则可以判断出,调压阀到调压后管道发生冰堵问题。当调压阀在固定开度的模式下运行时,若连续5次产生流量差值高于0,且超出前一次瞬时流量1%的情况,则可以判断出,调压阀到调压后管道发生冰堵问题。

3 新型天然气管道冰堵的抑制与防治技术要点分析

3.1 强化落实对气源质量的控制

降低天然气的水露点,是抑制与防治天然气管道冰堵事故发生的根本方法,实践中,需要强化落实对气源质量的控制,确保天然气的气质要求始终满足相关标准要求。同时,需要在向天然气管道内实际输入天然气前,针对天然气实施干燥处理,减少含水量。在此过程中,可以使用的方法包括固体吸附法、液体吸附法等等。

3.2 严格管道投产前干燥处理

结合前文的分析能够了解到的是,如果没有彻底清除干净管道在注水试压期间所注入的水,那么在气温比较低的时候,就非常容易导致管道中的水分凝固,从而出现冰堵事故。基于这样的情况,在进行新型天然气管道冰堵的抑制与防治实践中,就必须要在相应天然气管道实际投产使用前期,严格落实干燥处理。在当前的实践中,更为常用的几种管道干燥处理方法有干燥剂法、真空法、干空气法等等,应当切实参考天然气管道的现实情况以及干燥需要,选择更为合适

的方法完成管道投产前的干燥处理。

3.3 适当投入合理的化学抑制剂

将化学抑制剂注入输气管道,能够对气体中的水分进行有效吸收,从而达到降低水露点的效果,减小水合物的实际产生温度,让气体能够长时间保持正常的流动状态。在当前的实践中,常选用甲醇、乙二醇等作为化学抑制剂投放至天然气管道内,特别是甲醇,由于其更容易气化,可以与天然气实现均匀混合,且不需要另外使用雾化设备,因此在现阶段的天然气管道冰堵的抑制与防治中得到了广泛性应用。一般来说,甲醇注入量可以使用下式进行确定,即:

$$W = W_1 + W_2$$

其中,液相中所需要的甲醇量使用 W_1 进行表示;甲醇的气相蒸发量使用 W_2 进行表示。对于 W_1 与 W_2 来说,在计算期间所应用的公式如下所示:

$$W_1 = \frac{\omega}{100C - \omega} [W_w + (1 - C)W_2]$$

$$W_2 = 0.93 \frac{\alpha\omega}{C} Q \times 10^{-6}$$

$$\omega = \frac{(\Delta t)M}{K + (\Delta t)M} \times 100\%$$

$$\Delta t = t_1 - t_2$$

其中,液相中必须具备的甲醇浓度最低值使用 ω 进行表示;天然气水化物形成的温度降使用 Δt 进行表示;天然气管道最大操作压力下天然气形成水化物平衡温度使用 t_1 进行表示;天然气管道的最低流动温度使用 t_2 进行表示;甲醇分子量使用 M 进行表示,取值为 32.04;计算常数使用 K 进行表示,本次计算中取值为 1297;单位时间内系统产生的液态水量使用 W_w 进行表示;注入的甲醇浓度使用 C 进行表示;天然气流量使用 Q 进行表示。实践中,需要切实参考上述计算公式,以及冬季条件下天然气管线的实际输气量、饱和水量,完成对甲醇注入量的合理确定。

3.4 适当提高输送温度

结合水套炉、电加热器的应用,能够促使天然气管道的输送温度有所提升,以此确保调节节流后天然气的温度依然可以维持在大于水合物产生温度的状态下。需要注意的是,由于水套炉、电加热器在实际运行期间所产生的能耗普遍保持在相对较高的水平,因此在应用相应设备进行天然气管道输送温度提高处理期间,要纳入对成本因素的考量。通常来说,在加热

功率保持在低于 300 千瓦的条件下时,更适合应用电加热器进行输送温度的提升处理;而在加热功率保持在不低于 300 千瓦的条件下时,更适合应用水套炉进行输送温度的提升处理。

3.5 输气站设备电伴热

将安全保温材料加设在输气站的分离器、气液联动阀引压管、调压撬、调节阀等位置,并实施电伴热带的缠绕处理,能够达到一定程度抑制天然气管道冰堵的效果。在没有特殊要求的条件下,设定 30w/m-60w/m 为电伴热带的功率范围。需要注意的是,如果相应天然气管道的实际输气量长期保持在相对较高的水平,则并不适合使用该方法进行对管道冰堵的有效抑制与防控。

3.6 降低分输调压阀压差

在输气站中,所使用的调压阀普遍为轴流式结构。因此,如果产生水合物,则势必会导致流量调节孔眼被封堵,促使节流效应明显提高。与此同时,温度会表现出持续性降低的变化趋势,使得冰堵严重程度进一步加剧,最终导致完全封堵的问题发生。一般来说,在天然气节流压差下降 1 兆帕的情况下,温度会随之降低 5℃ 左右。为抑制冰堵、对调节阀前后压差进行有效降低,需要适当落实对分输站调压阀后运行压力的提升处理,并切实保证相应压力大小始终维持在不高于调节阀后管道运行压力大小的条件下。在此基础上,还要针对向下游的分输供气量的提升处理,确保天然气管道干线始终拥有极为充足的管存量。

4 总结

综上所述,管道内水分高、温度低等是导致天然气管道冰堵问题发生的主要原因。实践中,需要结合天然气管道水合物预测模型、天然气管道冰堵预警方法的设定与应用,以及控制气源质量、严格管道投产前干燥处理、适当投入合理的化学抑制剂、适当提高输送温度、输气站设备电伴热、降低分输调压阀压差等策略的落实,减小天然气管道冰堵问题发生概率,促使天然气管道能够长期稳定运行。

参考文献:

- [1] 李勇. 天然气长输管道冰堵的防治与应急处理 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2023, 43(19): 53-55.
- [2] 陈鑫, 张彦华, 谭森耀, 等. 新型天然气管道冰堵预测及抑制技术探讨 [J]. 石油工业技术监督, 2023, 39(03): 53-56.