

天然气水合物在长输管道中的生成机理及防控技术研究

嵯文艳 杨璟轶 (国家石油天然气管网集团有限公司甘肃分公司, 甘肃 兰州 730000)

摘要: 天然气作为我国能源结构优化与“双碳”目标推进过程中的关键清洁能源, 其远距离输送效率与安全保障已成为行业关注的核心课题。在深冷、高压、多相混输等典型工况下, 天然气水合物极易在长输管道中生成并形成堵塞, 严重威胁系统运行稳定性。围绕天然气水合物的生成机理, 本文系统分析了其热力学与动力学条件, 梳理了复杂工况下的成核—生长耦合路径, 进一步阐释其在长输管道内的分布规律与风险诱因。在此基础上, 研究聚焦于热力学抑制、动力学抑制、工艺优化及智能监测等多维防控技术, 明确各技术路径在实际工况下的适配性与局限性。

关键词: 天然气水合物; 长输管道; 生成机制; 防控技术

中图分类号: TE832 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2025) 022-0085-03

Research on the Formation Mechanism and Prevention and Control Technology of Natural Gas Hydrates in Long-Distance Pipelines

Zhuo Wenyan, Yang Jingyi (Gansu Branch of National Oil and Gas Pipeline Network Corporation Limited, Lanzhou Gansu 730000, China)

Abstract: As a key clean energy source in the process of optimizing China's energy structure and promoting the “dual carbon” goals, the long-distance transmission efficiency and safety guarantee of natural gas have become the core issues of concern in the industry. Under typical working conditions such as cryogenic, high-pressure, and multiphase mixed transportation, natural gas hydrates are highly prone to form in long-distance pipelines and cause blockages, seriously threatening the operational stability of the system. Centering on the formation mechanism of natural gas hydrates, this paper systematically analyzes its thermodynamic and kinetic conditions, sorts out the nucleation-growth coupling path under complex working conditions, and further explains its distribution law and risk inductors in long-distance pipelines. On this basis, the research focuses on multi-dimensional prevention and control technologies such as thermodynamic suppression, kinetic suppression, process optimization and intelligent monitoring, and clarifies the adaptability and limitations of each technical path under actual working conditions.

Key words: Natural Gas hydrate; Long-distance pipeline; Generation mechanism; Prevention and control technology

《能源发展战略行动计划(2014—2020年)》和《“十四五”现代能源体系规划》均明确指出, 提升天然气利用比重与输送能力是推动清洁低碳能源体系构建的重要举措。随着西气东输、中俄东线等超长距离输气工程的不断推进, 天然气在运输过程中面临的低温高压环境日趋复杂, 为水合物的生成提供了有利条件。水合物堵塞不仅影响输送效率, 更可能引发系统波动甚至安全事故, 成为限制管道运行稳定性的关键隐患。在此背景下, 厘清水合物在长输过程中的生成机制与演化路径, 推动高效可控的抑制与预测技术落地, 已成为提升天然气长输系统安全性的技术突破口。

1 天然气水合物的基本特性与形成条件

1.1 水合物的物理化学性质

天然气水合物是一种由水分子与低分子量气体(如甲烷、乙烷)在特定压力和温度条件下形成的笼状包合物, 具有冰状固态外观。其晶体结构主要分为结构I、结构II和结构H三类, 其中天然气长输管道中最常见的是结构I型, 甲烷作为占主导的气体组分,

易在2~10MPa、0~10℃的条件下形成稳定水合物。由于其比重接近水、热导率低、电绝缘性强, 一旦在管道内壁生成, 将以迅速增长的形式附着在壁面, 进而诱发堵塞风险^[1]。

1.2 水合物生成的动力学条件

尽管水合物在热力学上具备生成倾向, 但其实际形成过程更多受动力学条件主导。首先, 水合物的形成需经历成核、增长与聚集三个阶段, 其中成核是决定其生成速率的关键步骤。诱导时间受温度梯度、压力波动和气液相比影响较大, 过冷度越高, 成核速率越快。其次, 剪切作用与流场扰动会促进气体与液体在微观尺度上的充分接触, 显著缩短生成周期。因此, 在复杂流动环境下, 即便未完全满足热力学稳定条件, 也可能出现“亚稳态”水合物的迅速聚集, 导致长输系统内出现突发堵塞现象。

2 天然气水合物在长输管道中的生成机理分析

2.1 长输环境中的生成诱因

天然气长输管道常处于深地或海底低温高压环

境下运行,系统温度通常低于 25℃,压力则维持在 3~10MPa 以上,正好落入天然气水合物的稳定存在区间。在输送过程中,管道内的天然气随着输送距离的增加逐渐降温,若未配置有效保温或加热装置,其温压条件将持续趋向于水合物生成临界点。同时,天然气中通常存在微量水分,以气溶胶、液滴或水膜形式分布于气体中,当温度降低至过冷状态后,气液界面将优先成为成核核心,为水合物结晶提供初始反应平台。

此外,长输管道系统运行中的动态波动亦是水合物生成的诱发因素之一。如阀门调节、压缩机启停、进出口压力突变等,都会引发局部瞬时过冷与压升现象,导致热力学边界条件突变,打破系统稳定性,使水合物迅速生成。特别是气液两相共存时,液相的存在显著提高了反应速率与成核概率。在非稳态流动条件下,系统内存在大量微小扰动,如剪切、扰流、压力脉动等,进一步加剧了水合物自发聚集并形成网状附着物的风险,构成输气过程中的主要堵塞隐患^[2]。

2.2 管道构型对生成分布的影响

管道内部结构对水合物生成位置与速率具有重要调控作用。典型的几何节点如弯头、变径段、三通、Y 型连接器等,会引起流体速度场重构与压力波动,从而诱导局部冷点或“死区”形成。在这些位置,流体因转向或加速过程中的能量损失导致温度下降,进而触发局部水合物快速成核。同时,湍流中心的流速突变也会带来液相聚集效应,使自由水集中于低速区域或靠近壁面,增强气液界面反应活性,为水合物大量生成提供动力条件。

此外,管道材料与内壁表面粗糙度也是影响水合物附着行为的关键因素。金属导热性较高,裸露在低温环境下更容易使管壁温度低于气体主流温度,形成局部过冷区域。当管道存在焊缝残留、腐蚀点或划痕时,这些微缺陷会充当形核位点,加速水合物附着和团聚。而一旦成核物开始吸附在管壁或液滴界面,后续生成将呈现指数增长,最终形成管内环状堆积结构,对天然气流动形成结构性阻断。相比之下,表面经特殊处理如氟化、陶瓷涂层的防粘管道可有效降低初始黏附率,在一定程度上延迟堵塞形成^[3]。

2.3 水合物生成的数值建模

水合物生成是一个涉及流体力学、热力学与动力学多重耦合的复杂过程,数值模拟在该研究领域已成为不可或缺的重要手段。目前常用模型主要基于控制体积法与有限元分析,耦合 Navier-Stokes 方程、能量守恒方程与水合物相平衡模型,能够对不同管径、流速、水含量和环境条件下的水合物生成路径进行预测。模型中通常设置热力学成核准则,以判断水合物是否

可能形成,并进一步通过气液两相分布特征确定成核概率分布与黏附趋势。

在实际工程应用中,该类模型可嵌入输气管网仿真平台,用于运行前的风险预估与运行过程中的实时监测。例如,通过设定不同输送流量与抑制剂浓度,模拟各工况下水合物生成时间、空间分布与堵塞位置,可为抑制剂注入点优化、流速调整方案制定、重点监控区域布设提供定量依据。同时,模型中的敏感性参数(如初始温度、气液比、过冷度系数)经过标定后,可实现高精度预测,有效支撑长输工程的智能化、精细化调控目标,降低非计划性停输风险。

3 天然气水合物在长输管道中的防控技术研究

3.1 热力学抑制方法

热力学抑制法是当前最为传统且应用最广泛的水合物防控手段,其核心在于通过外加抑制剂改变天然气—水系统的相平衡条件,提升水合物生成所需的临界压力或降低临界温度,从而避免其在管道中形成。常用的热力学抑制剂包括甲醇(MeOH)、乙二醇(MEG)以及盐类(如氯化钠、氯化钙)等,其中醇类因抑制效果稳定、价格相对可控而被广泛应用于海底和陆地管道。其作用机理为抑制剂分子通过与水分子竞争氢键形成过程,打断水合物笼结构所需的晶格基础,导致水合物形成所需条件发生偏移^[4]。

然而,热力学抑制法虽然技术成熟,但存在剂量大、运行成本高、副作用显著等问题。例如,甲醇具有一定毒性与腐蚀性,过量注入容易腐蚀管道内壁并污染下游处理装置,且对环境友好性要求较高的区域不宜使用。乙二醇作为回收型抑制剂,虽可循环使用,但需配套脱水、再生、回注系统,系统构造复杂、运行能耗高,增加了整体工艺负担。此外,抑制剂投加的最佳位置与剂量控制需根据实时工况动态调整,若浓度不足则易“漏防”,若投加过量又造成资源浪费甚至二次堵塞。因此,尽管热力学抑制仍是水合物防控的基础手段之一,但其单一应用的性价比正在受到更先进控制技术的挑战,迫切需要与其他手段形成复合式、低碳型防堵体系。

3.2 动力学抑制剂与抗结剂

动力学抑制剂(Kinetic Hydrate Inhibitors, KHI)是一类以延迟水合物生成速率为核心的高分子功能材料,主要作用于成核与初期生长阶段。其工作机理是通过聚合物链段与水合物晶核表面的物理吸附作用,阻碍水分子有序排列与气体分子的插入,从而干扰晶格生长过程,延长诱导时间。典型的 KHI 如聚乙烯氧化物(PEO)、聚乙烯吡咯烷酮(PVP)及含氨基侧链的共聚物,在较低浓度下(0.1%~1.0% 质量比)即可实现

显著的抑制效果。与热力学抑制剂相比, KHI 的使用剂量低、腐蚀性小、环境影响轻微, 特别适用于中低水含量、短周期、间歇运行的天然气长输系统中。

另一方面, 抗结剂 (Anti-Agglomerants, AA) 是一种调控水合物微粒聚集行为的添加剂, 其核心作用并非抑制水合物生成, 而是改变其微粒界面特性, 使水合物在生成后保持分散状态, 避免团聚成堵塞体。AA 常为表面活性剂类化合物, 如季铵盐、非离子聚醚等, 通过在水合物微粒表面形成疏水层, 降低粒子间范德华力与液桥力, 从而提高微粒在油气流体中的分散稳定性。实践中, AA 常与 KHI 协同使用, 前者控制生长速度, 后者延缓堵塞构建, 两者结合可在复杂运行环境中实现“软约束式”防控。尽管 KHI 与 AA 在高水含量、低温高压持续工况下的稳定性仍需优化, 但其低剂量、环保性与智能投加潜力, 为未来长输管道水合物绿色防控提供了重要技术储备与研究方向。

3.3 工艺优化与操作策略

在天然气长输过程中, 合理的工艺配置与参数控制是防止水合物生成的关键基础。通过提升管道系统的热管理能力, 可以有效延缓气体降温过程, 减少进入水合物稳定区的机会。具体做法包括选用高性能保温材料如聚氨酯复合层、真空绝热管段等, 降低管道热损, 同时在关键部位配置电伴热或环路热油加热装置, 以保持温度高于水合物形成临界点。此外, 局部回热系统的设置可回收压缩热或利用管道废热, 提高长输系统整体热效率。流动状态的控制也至关重要, 维持稳定的湍流强度和合适的流速, 可防止液相积聚和滞留, 避免水相与气体长时间接触而诱导成核^[5]。

操作策略方面, 需要针对不同运行阶段动态调整关键参数, 以实现风险最小化。例如, 在启动初期、压缩机切换或停输前后等过渡时段, 应及时调整压力控制阀门开度, 防止突变导致局部温降; 在运输高含水天然气时, 应采用周期性排水装置或脱液器分离水相, 减少体系中自由水浓度。此外, 实时工况监测系统能够为调度人员提供温压数据、流速状态及含水情况, 通过反馈调节算法实现参数自适应控制, 避免人为误操作引发水合物快速生成。与传统“被动式堵塞处理”思路相比, 工艺优化策略强调“预防为主、控制为辅”, 其在提高系统安全裕度、降低运行成本方面的实际效益已在多个海陆天然气项目中得到验证。

3.4 智能化预测与监测技术

随着天然气长输系统复杂性的提升, 依赖经验和人工判断已难以应对突发性的水合物堵塞风险, 智能化预测与监测技术逐渐成为保障输送安全的核心手段。当前主流做法是在管道关键节点部署分布式温压

传感器、含水率探头及多相流监测装置, 实现对输气介质温度、压力、流速、气液比等参数的实时采集。通过将监测数据接入 SCADA 系统或工业互联网平台, 可构建在线热力学计算模型, 对当前工况是否落入水合物生成区域进行实时判断。部分先进系统还引入相平衡分析模块与动态模拟引擎, 能在多变量耦合下预测短时间内堵塞趋势, 为操作人员提供决策参考与参数调整建议。

进一步来看, 人工智能与数据驱动模型正逐步渗透至水合物风险管理领域。通过收集历史运行数据、环境变量与生成事件, 利用机器学习算法 (如随机森林、神经网络、支持向量机等) 建立“水合物生成风险预测模型”, 可实现对不同工况下的成核概率、堵塞位置及诱导时间的提前预判。部分油气企业已在海底管线中试点应用基于 AI 分析的智能抑制剂投加系统, 通过模型输出的风险等级动态调整抑制剂投加速度与浓度, 显著提升资源利用效率。随着数据集丰富与算法精度提升, 智能化预测体系有望实现与调度系统联动, 构建“自动识别—风险报警—精准干预”的闭环防控机制, 为天然气长输安全构建起更高等级的数字屏障。

4 结语

在长输管道系统不断向深远海、高寒区与超长距离拓展的背景下, 水合物问题已从偶发性障碍演变为系统性风险挑战。本文从形成机制、空间分布特征到工程防控路径, 系统梳理了天然气水合物在长输过程中的生成逻辑与防堵对策, 强调了从“被动处理”向“主动预测”转变的必要性。随着智能化技术与材料科学的发展, 动力学抑制剂、实时监测系统与 AI 模型正逐步重构水合物风险管理体系。未来, 需进一步推动防控手段的绿色化、低能耗与自适应方向演进, 以构建更加安全、高效与可持续的天然气长输保障框架。

参考文献:

- [1] 钟小侠, 侯辰光, 郭金, 等. 油气输送管道天然气水合物生成特点及规律研究 [J]. 石油工程建设, 2023, 49(06): 48-52.
- [2] 王玮, 苏怀, 孙文苑, 等. 油气管道技术发展现状与展望 [J]. 前瞻科技, 2023, 2(02): 161-167.
- [3] 梁平, 曹或维, 王大庆, 等. 某含硫管道水合物预测及防控技术研究 [J]. 科学技术创新, 2022(21): 171-174.
- [4] 李润五, 李康, 胡永群. 长距离输气管道水合物防治研究综述 [J]. 山东化工, 2022, 51(04): 77-79.
- [5] 葛华, 李开鸿, 王垒超, 等. 长距离天然气管道干空气干燥技术现状与展望 [J]. 管道技术与设备, 2022(01): 1-7.