

# 注抑制剂预防原料天然气集输系统水合物研究

强泓源<sup>1</sup>, 吕亚博<sup>2</sup>, 杨咏春<sup>1</sup>, 余亚兰<sup>1\*</sup>

(1.西南石油大学化学化工学院, 四川 成都 610500;

2.中国石油西南油气田分公司川中北部采气管理处, 四川 遂宁 629200)

**摘要:**以四川中部某气田为例,利用 Aspen 软件搭建原料气集输系统流程,模拟研究区不同压力下的水合物生成温度,得到 0~40 MPa 内压力与水合物生成温度的对应关系。对比甲醇(MeOH)、乙二醇(MEG)及三甘醇(TEG)3种抑制剂在研究区内的适应性,水合物抑制效果为 MeOH>MEG>TEG,而抗水量影响能力为 TEG>MEG>MeOH。通过模拟原料输送过程管内温度、压力及水合物生成温度分布,以管内温度来判断是否存在水合物生成风险。以下游进站温度作为抑制剂加注时机参照点,结合气井各自产气、水量及管长特点,预设一定温度裕量,得到所需抑制剂加注量,最终以 0.5℃ 温度梯度对应加注量确定加注方案。经现场验证,2024 年冬季保供周期使用该方案,原料气安全输送同时有效减少了 15% 的抑制剂用量,解决了抑制剂加注量过大且加注时机不明确的问题。

**关键词:**天然气水合物;抑制剂;原料气集输;水合物预防

**中图分类号:**TE832

**文献标志码:**A

**文章编号:**0253-4320(2026)05-0211-04

**DOI:**10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2026.05.035

## Study on use of inhibitors for preventing hydrate formation in raw natural gas gathering and transportation systems

QIANG Hong-yuan<sup>1</sup>, LV Ya-bo<sup>2</sup>, YANG Yong-chun<sup>1</sup>, YU Ya-lan<sup>1\*</sup>

(1.College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2.North Part of Central Sichuan Gas Production Management, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Suining 629200, China)

**Abstract:** Taking a mid-Sichuan gas field as a case study, the raw natural gas gathering and transportation system was modeled using Aspen software to simulate hydrate formation temperatures under varying pressure conditions within the study area. The relationship between pressure (0–40 MPa) and hydrate formation temperature was established. A comparative analysis of three inhibitors—methanol (MeOH), monoethylene glycol (MEG), and triethylene glycol (TEG)—was conducted regarding their efficacy in hydrate suppression. Results indicated that hydrate inhibition effectiveness follows the order; MeOH>MEG>TEG, while the resistance to water volume impact is TEG>MEG>MeOH. By simulating temperature, pressure, and hydrate formation temperature distributions along the pipeline during raw gas transportation, the potential risk of hydrate formation was assessed based on internal pipeline temperature. The downstream inlet temperature served as a reference point for inhibitor injection timing, combined with the production and water flow characteristics of each gas well and pipeline length, to preset a temperature margin. This plan determined the required inhibitor injection volume, with a 0.5℃ temperature gradient used to finalize the injection scheme. After field verification, implementing this plan during the winter supply period of 2024, ensured safe raw gas transportation while effectively reducing inhibitor consumption by 15%, resolving the issue of excessive inhibitor injection dosage and unclear injection timing.

**Key words:** natural gas hydrate; inhibitor; raw gas gathering and transportation; hydrate prevention

原料气在混输过程中,当温度、压力达到一定条件时,其中的气体分子易与水结合生成水合物<sup>[1]</sup>,水合物会随着输送在下游的阀门和设备的孔道中积聚、堵塞,严重时甚至发生爆管、原料气泄露等严重事故<sup>[2]</sup>。由水合物引发的流动安全问题,长期困扰着原料气集输系统的安全稳定运行,水合物预防对于气田安全生产具有重要意义<sup>[3]</sup>。注剂法因响应迅速、操作简单以及广泛的工况适应性,已成为技术

成熟的水合物预防方法<sup>[4-5]</sup>。气田热力学抑制剂主要包括 MeOH、MEG 和 TEG 3 种常用醇类抑制剂<sup>[6-7]</sup>,醇类抑制剂作用机理主要是在气-水双组分系统加入第三种活性组分,改变水分子与气体分子热力学平衡条件,从而改变水溶液或水合物化学势,降低水合物生长速率<sup>[8]</sup>。因原料气在埋地管线输送过程中管内的温度、压力情况不易监测,且出于安全考虑,井场在加注时经常出现加注量过大的问题。

收稿日期:2025-09-22;修回日期:2026-03-09

作者简介:强泓源(2000-),男,硕士生;余亚兰(1984-),女,博士,副教授,研究方向为微流控技术功能高分子微球/微胶囊的合成及其石油化工领域的应用,通讯联系人,yuyalan@swpu.edu.cn。

本文中以四川中部某气田抑制剂加注情况为例,基于 HYSYS 软件,模拟原料气管内的温度、压力情况,以此计算所需抑制剂加注量,判断加注时机,从而解决该气田以往抑制剂加注时机不准、加注量过大的问题,形成了完善的利用软件模拟指导抑制剂加注的方法。

## 1 优化注剂措施研究方案

### 1.1 研究区原料气集输系统流程模拟

研究区通过对下游进站温度监控,判断是否需要加注抑制剂,通过 Hammerschmidt 公式<sup>[9]</sup>计算乙二醇(MEG)抑制剂的加注量,并根据下游进站温度动态调整加注量,加注方式为阶段性连续加注。

Hammerschmidt 公式是根据 MeOH 在质量分数 5%~25%内加注的实验数据而建立的,该公式在用于计算质量分数 50%~60%的 MEG 加注量时更为合适,因此,对于研究区气田采用的纯 MEG 加注来

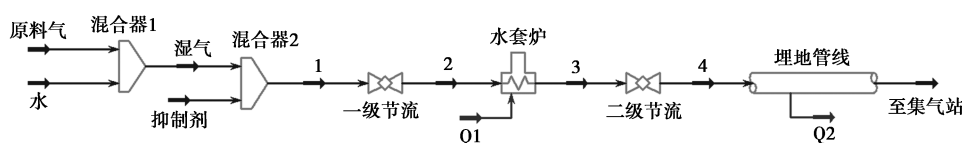


图 1 集输系统工艺流程

### 1.2 抑制剂加注模拟

#### 1.2.1 研究区注剂选择及适应性分析

根据研究区以往加注情况统计,5、10、15 L/h 分别对应了研究区内少量、中等和大量 3 个级别的加注量,模拟上述 3 种抑制剂在研究区气井产水量范围内的作用效果以及抵抗水对抑制剂效果破坏的能力,分析不同加注量下 3 种抑制剂在研究区的适应性。

#### 1.2.2 加注参照点选取及温度裕量确定

原料气在冬季地温较低时的地下管线输送过程中,温度与压力不断下降,且水合物生成温度主要与压力有关<sup>[10]</sup>,原料气温度和水合物生成温度皆在下游进站处为最低值,但因压力变化不大,故水合物生成温度随管输变化幅度很小,基本在 1℃ 左右。因此,水合物生成温度的变化幅度相较于管线内原料气的温度变化可以忽略不计,若下游进站处原料气温度低于水合物生成温度,基本可以认定原料气温度在下游进站处之前某位置就已经低于水合物生成温度。若下游进站处原料气温度高于水合物生成温度,则可视为在整个管线集输过程中温度都高于水合物生成温度。因此,可以选择下游进站温度作为

说,使用 Hammerschmidt 公式计算加注量存在一定的误差,尤其对于水量较大的管线。从历年运行结果来看,虽然有效避免了管线冰堵风险,但因计算公式适应性不佳,存在加注量过大的问题。

研究区内井场原料气集输系统主要采用的是二次节流工艺配合抑制剂加注工艺,使用 HYSYS 软件搭建研究区工艺流程模拟,如图 1 所示。输入原料气、两次节流、加热及出站等参数信息,模拟混输原料气在井场中加热节流、注剂以及在埋地管线的过程,得到原料气在埋地管线输送时的温度、压力以及水合物生成温度分布,为判断原料气输送过程是否存在水合物生成风险以及注剂提供理论依据。模拟研究区气质条件下不同压力对应的水合物生成温度,得到压力与水合物生成温度的对应关系,用于快速计算研究区原料气管输过程及站内不同节点对应压力下的水合物生成温度,结合现场温度监控,指导现场开展水合物预防工作。

加注的参照点,通过对比下游进站温度与水合物生成温度来判断是否需要加注抑制剂。

根据历年生产数据,下游进站压力的波动范围较小,带来水合物生成温度的变化幅度在 1℃ 左右,因此,选用加注月份近期的生产数据来进行水合物生成温度及抑制剂加注量的计算具有可靠性。考虑到实际加注时,井口参数发生变化会导致下游进站压力变化导致水合物生成温度实际值与预测值出现偏差,为避免因该偏差导致加注方案不适用,在设定加注量时,提前预设一定的温度裕量,以 0.5~2℃ 为宜。

例如某井余量设定为 2℃ 时,当按 15℃ 给定的加注量进行加注时,管线内水合物温度将降低至 13℃。即保持了 2℃ 的温度余量。对于某些输量很大或管径很大的管线,即使生成少量水合物也不易发生堵塞,抗水合物堵塞的能力更强,该类井的温度余量可适当预留小一些,0.5~1℃ 即可。对于管线较长,水量较大的井,温度裕量应预留 1.5~2℃。

#### 1.2.3 抑制剂加注量计算

利用抑制剂加注后管线内的水合物生成温度会降低这一特性,通过模拟不同抑制剂加注量下水合

物生成温度的变化,结合预设的温度裕量,调节加注量控制水合物生成温度降低至下游进站温度的安全值,得到所需的抑制剂加注量。从而得到加注时机、加注量明确的抑制剂加注方案。

## 2 结果与讨论

### 2.1 压力与水合物生成温度对应关系

研究区地下管输起点出站压力为7~10 MPa,终点下游进站压力在6~8 MPa,模拟研究区原料气集输系统压力范围内的水合物生成温度,得到水合物生成温度与压力对应关系如图2所示。出入站对应的水合物生成温度平均值分别为12~16、11~14℃。

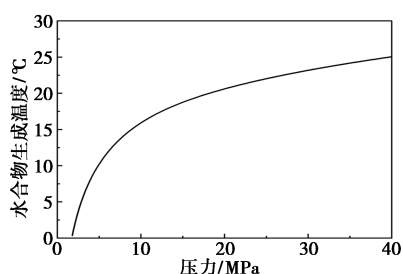


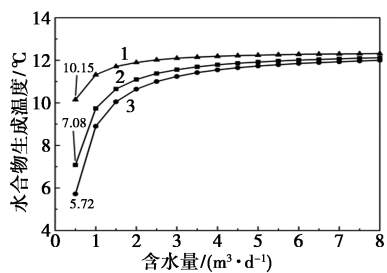
图2 压力与水合物生成温度对应关系

得到研究区内压力与水合物生成温度的关系式如下:

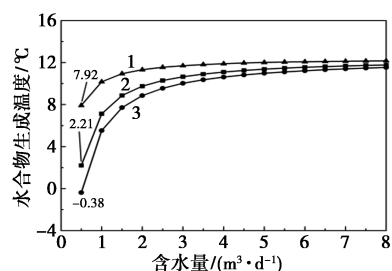
$$T = 7.21 \ln P - 1.44 \quad (1)$$

### 2.2 抑制剂作用效果及适应性对比

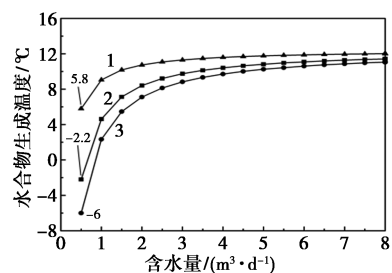
在相同加注量下,3种抑制剂的作用效果如图3所示。产水量为0.5 m<sup>3</sup>/d时,5、10、15 L/h加注量下MeOH降低的水合物生成温度比MEG分别高1.4、2.6、8.2℃,比TEG分别高4.5、8.3、11.8℃,在5、10、15 L/h 3个级别的加注量下,抑制剂效果均为MeOH>EG>TEG,且加注量越多,MeOH的抑制优势越大。产水量增至1 m<sup>3</sup>/d时,MeOH对水合物生成温度的降低作用分别减少了3.2、5.9、8.3℃,MEG为2.7、4.9、6.8℃,TEG为1.17、2.25、3.25℃,即抗水量影响能力为TEG>MEG>MeOH。水量对3种抑制剂在管内水量较高的情况下对水合物的抑制效果



(a)



(b)



(c)

1—三甘醇;2—乙二醇;3—甲醇

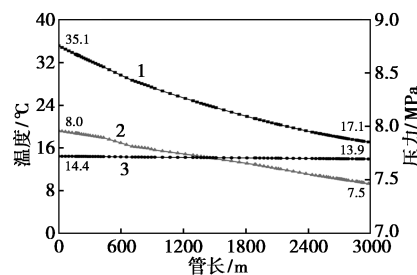
图3 抑制剂加注量对水合物生成温度的影响

差距不大,但在管内水量较低时抑制效果差距比较明显。

TEG的抑制作用较低,需大量使用才能达到MeOH和MEG的效果。MeOH的沸点最低为64.7℃,高温会造成MeOH损失,影响抑制效果,且水量对MeOH抑制效果的影响最大,因此,MeOH在水量较低、温度较低的管线内,可以更好地发挥抑制作用,而MEG在温度较高、水量较大的管线内的抑制效果表现更好。研究区很多井场具有输气量较高、水套炉温度较高的特点,综上,MEG相比其他2种抑制剂,更适合研究区使用。

### 2.3 加注参照点选取及温度裕量确定

以某管内温度、压力情况为例,如图4所示。原料气温度从35.1℃下降至17.1℃,温降为18℃。压力从8.0 MPa下降至7.5 MPa,压降仅为0.5 MPa,带来水合物生成温度的变化仅有0.5℃,相较于原料气温度的变化可以忽略不计。故选择下游进站温



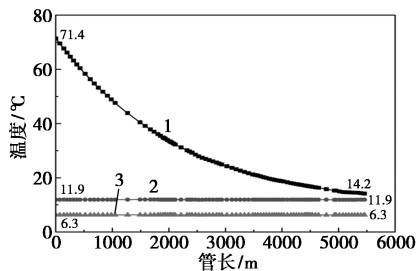
1—原料气温度;2—原料气压力;3—水合物生成温度

图4 管内温度、压力与水合物生成温度变化对比

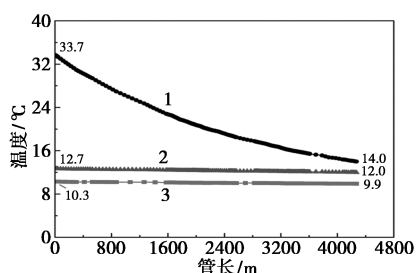
度作为开始加注抑制剂的标志,选择下游进站压力作为水合物生成温度计算的依据。

### 2.4 抑制剂加注量计算

A 井产气量为 5 万 m<sup>3</sup>/d 左右,产水量为 4 m<sup>3</sup>/d 左右,B 井产气量为 1 万 m<sup>3</sup>/d 左右,产水量为 0.9 m<sup>3</sup>/d 左右,皆属于低气量高水量的气井,水合物生成风险较高。以 A、B 井历史加注情况 20.7、13.1 L/h 为例,管线内温度分布情况如图 5 所示。A 井以 20.7 L/h 加注时管线末端水合物生成温度为 9.9℃,B 井以 13.1 L/h 加注时管线末端水合物生成温度为 6.3℃,相较于 14℃的原料气温度,分别保持了 4、8℃的温度裕量,裕量过大。模拟得到合适的加注量分别为 3.4、3.0 L/h,当 A、B 井以 3.4、3.0 L/h 加注时,管线末端水合物生成温度为 12℃,温度裕量控制在 2℃,有效地改善加注过量的情况,避免水合物生成的同时可分别节省抑制剂 409.7、241.4 L/d。



(a)



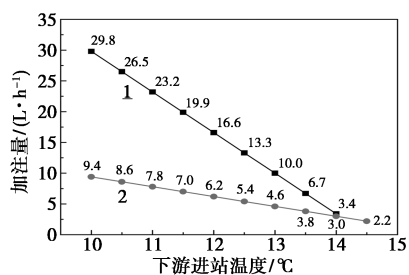
(b)

1—原料气温度;2—水合物生成温度(3.0 L/h);  
3—水合物生成温度(13.1 L/h)

图 5 不同加注量下 A 井及 B 井管内温度分布情况

两井水合物生成风险较大,将温度裕量设置为 2℃,以温度梯度对应加注量的方式对管线设置抑制剂加注方案如图 6 所示。A、B 井下游进站压力分别在 6.16~7.23、6.44~7.39 MPa 之间,对应的水合物生成温度分别为 12.17~13.51、13.26~14.37℃,每 0.5℃温度梯度对应的注剂增量分别为 3.3、0.8 L/h。在不加注的情况下,为防止下游进站温度浮动的影

响,将预防加注温度分别设置为 14、14.5℃,预防性加注量设置为 3.4、3.0 L/h。当下游进站温度降低至预防性加注温度时,以设定量开始预防性加注,最终得到 A、B 井在进站温度为 10~14.5℃范围内的建议加注量。



1—A 井;2—B 井

图 6 A、B 井抑制剂加注方案

### 3 结论

以四川中部某气田为例,分析了该气田水合物生成及注剂措施现状,指出往年抑制剂加注量过大问题的原因。利用专业模拟软件构建了原料气集输系统模拟流程,模拟研究区集输系统压力范围内对应的水合物生成温度,得到了压力与水合物生成温度的关系式,可用于判断原料气输送过程是否存在水合物风险,指导现场实施水合物预防措施。分析了 MeOH、MEG 及 TEG 3 种抑制剂在该气田的作用效果及适应性,最终确定 MEG 为最适宜的抑制剂。利用实际生产参数进行模拟,得到原料气输送时管内的温度、压力及水合物生成温度变化情况。结合抑制剂加注参照点、温度裕量确定以及加注量计算等方法,以温度梯度对应加注量的方式为研究区提供了包含加注时机和加注量的抑制剂加注方案。以 A、B 井为例,分别可减少抑制剂加注量 409.7、241.4 L/d,现场沿用加注方案后,在 2024 年冬季加注周期内,抑制剂消耗总量减少了 20%。解决了气井因加注时机判断和加注量计算方式不准而导致的加注时机不准、加注量过大的情况。

### 参考文献

[1] 张青云,冯宇,曾继磊,等.大宁-吉县区块天然气水合物生成条件测定及抑制剂效果评价研究[J].应用化工,2021,50(S2): 191-195.  
[2] Shi B, Song S, Che Y, et al. Status of natural gas hydrate flow assurance research in China: A review[J]. Energy and Fuels, 2021, 35: 3611-3658.

(下转第 219 页)

数调谐解决控制回路之间的交互作用,多回路PI为此类具有强交互作用的高度耦合系统提供了性能和模型复杂度之间的平衡,先进的控制(模型预测控制)有望进一步提升耦合系统的控制性能。

### 3 结论

在甲酸Kemira-Leonard(K-L)工艺基础上,为了解决甲酸自催化反应过程单程转化率低、系统能耗高的难题,引入非均相反应精馏进行过程强化,并进行了强化工艺的优化与控制系统研究。

(1)耦合随机优化策略-遗传算法与严格流程模拟实现过程的工艺参数优化,有效解决工艺参数优化的混合整数非线性优化难题,表明优化策略的有效性与鲁棒性以及强化工艺对于甲酸工艺的性能提升。

(2)采用灵敏度分析选择确定灵敏板温度,在稳态优化解的基础上设计了全流程控制结构,通过温度控制器参数调谐以及动态性能测试,表明了甲酸强化工艺全流程控制结构的有效性。

### 参考文献

- [1] Cunha S D, Rangaiah G P, Hidajat K. Design, optimization, and retrofit of the formic acid process I: Base case design and dividing-wall column retrofit [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2018, 57(29): 9554-9570.
- [2] Cunha S D, Rangaiah G P, Hidajat K. Design, optimization, and retrofit of the formic acid process II: Reactive distillation and reactive dividing-wall column retrofits [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2018, 57(43): 14665-14679.
- [3] Chua W X, Cunha S D, Rangaiah G P, *et al.* Design and optimization of Kemira-Leonard process for formic acid production [J]. *Chemical Engineering Science*: X, 2019, 2: 100021.
- [4] Patle D S, Gadhamsetti A P, Sharma S, *et al.* Plantwide control of the formic acid production process using an integrated framework of simulation and heuristics [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2018, 57(40): 13478-13489.
- [5] Novita F J, Lee H Y, Lee M. Plantwide design for high-purity formic acid reactive distillation process with dividing wall column and external heat integration arrangements [J]. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 2018, 35(4): 926-940.
- [6] Novita F J, Lee H Y, Lee M. Self-heat recuperative dividing wall column for enhancing the energy efficiency of the reactive distillation process in the formic acid production process [J]. *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, 2015, 97: 144-152.
- [7] 王成习. 催化精馏塔内甲酸甲酯水解制甲酸的研究 [J]. *高校化学工程学报*, 2006, (6): 898-903.
- [8] Vazquez-Castillo J A, Venegas-Sánchez J A, Segovia-Hernández J G, *et al.* Design and optimization, using genetic algorithms, of intensified distillation systems for a class of quaternary mixtures [J]. *Computers & Chemical Engineering*, 2009, 33(11): 1841-1850.
- [9] Ge X L, Yang X C, Han Y C, *et al.* Optimal design, proportional-integral control, and model predictive control of intensified process for formic acid production. I: Reactive distillation and reactive dividing wall column [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2020, 59(51): 22215-22230.
- [10] Ge X L, Han Y C, Yang X C, *et al.* Optimal design, proportional-integral, and model predictive control of intensified process for formic acid production II: Reactive dividing wall column without uncontrollable vapor split [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2021, 60(4): 1784-1798. ■
- [1] Cunha S D, Rangaiah G P, Hidajat K. Design, optimization, and retrofit of the formic acid process I: Base case design and dividing-wall column retrofit [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2018, 57(29): 9554-9570.
- [2] Cunha S D, Rangaiah G P, Hidajat K. Design, optimization, and retrofit of the formic acid process II: Reactive distillation and reactive dividing-wall column retrofits [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2018, 57(43): 14665-14679.
- [3] 闫柯乐, 吴伟然, 胡绪尧, 等. 天然气水合物动态防控技术研究及现场应用 [J]. *应用化工*, 2020, 49(4): 997-1001.
- [4] 李晓辉, 刘勇, 莫军, 等. 葡北油田天然气水合物化学防治技术研究 [J]. *化学与生物工程*, 2024, 41(7): 60-63, 68.
- [5] Wang Y, Fan S, Lang X. Reviews of gas hydrate inhibitors in gas-dominant pipelines and application of kinetic hydrate inhibitors in China [J]. *Chinese J Chem Eng*, 2019, 27: 2118-2132.
- [6] 陈焯, 闫铁, 孙晓峰, 等. 水合物热力学抑制剂性能评价及变化规律数值模拟研究 [J]. *石油与天然气化工*, 2020, 49(2): 42-46, 53.
- [7] Kamal M S, Hussein I A, Sultan A S, *et al.* Application of various water soluble polymers in gas hydrate inhibition [J]. *Renew Sustain Energy Rev*, 2016, 60: 206-225.
- [8] 敬加强, 郑天伦, 杨航, 等. 气体水合物添加剂研究进展 [J]. *天然气化工: C1 化学与化工*, 2022, 47(6): 22-32.
- [9] Hammerschmidt E G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines [J]. *Int Eng Chem*, 1934, 26: 851-855.
- [10] Liu W G, Li Y H, Xu X H. Influence factors of methane hydrate formation from ice: Temperature, pressure and SDS surfactant [J]. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2019, 27: 405-410. ■

(上接第 214 页)