

气液混输管路段塞流的设计对策

王 磊¹, 文海蓉², 杨春林³

(1 中国石油工程设计有限公司西南分公司, 四川 成都 610017

2 四川科宏石油天然气工程有限公司, 四川 成都 610213

3 中国石油塔里木油田分公司开发事业部, 新疆 库尔勒 841000)

摘 要:近年来我国陆上天然气气田开发为简化地面工程工艺流程, 逐步向气液混输工艺发展。气液混输管道在清管时产生的段塞流将会对下游的天然气处理装置带来不利影响, 因此必须采取针对性的工艺设计以减小此类影响。以长北气田等集输工程设计为例, 介绍减少段塞流影响的几种设计对策。

关键词: 气液混输; 段塞流; 设计

文章编号: 1006-5539(2008)03-0006-04

文献标识码: A

气液混输工艺在海上气田开采中运用较多, 近年来随着西气东输工程的建设及营运, 我国天然气勘探、开发进入高峰期, 集输工艺也随之发展, 气液混输工艺在大型气田集输中得到广泛的应用。相对于传统的低温分离、干气输送工艺来说, 气液混输工艺具有井口流程简单、生产管理模式先进、工程造价低的优点。气田在生产过程中有液体产生, 如凝析水、气田水等。尤其是凝析油气田, 除含有水(凝析水和气田水)外, 同时有大量的凝析油产出, 再加上为防止输送过程中天然气水合物形成而在井口注入的抑制剂等液体, 集输管路呈现比较明显的两相流。

气田集输中由于气液比较大, 气体流速较高, 流态通常以间隙流、层流及环状流为主, 在低洼地段会出现局部段塞流, 输送压损也比较小。在正常输送下, 液相可以在处理厂入口通过重力式分离器分离后进入净化装置。而在清管工况时, 管道内滞留的液体在短时间内被集中排出管道, 这部分液体体积较大, 排出的时间较短, 液塞会瞬间充满分离器, 使下游的天然气净化装置不能正常工作。因此, 怎样接收这部分液塞, 保证下游净化装置生产工况平稳, 就成为陆上气田采用气液混输工艺进行输送的难点。本文主要以长北气田地面建设工程设计为例介绍段塞流的处理方式。

1 工程概况

长北气田是中石油和壳牌中国勘探开发公司的合作项目, 平均日产气量为 $1\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。在气田整个生产过程中, 气田产水基本为饱和凝析水, 水气比为 $12 \text{ m}^3 / 10^6 \text{ m}^3$ 。凝析油油气比约为 $6.8 \text{ m}^3 / 10^6 \text{ m}^3$ 。冬季为防止水合物生成, 在井口向管网中注入一定量的甲醇, 井口未设置分离器, 无水分离出, 因此集气管网中将出现较为明显的两相流。

气田集输系统由南北两条集气干线组成, 23 座井丛采用单井集气系统通过集气支线进入集气干线^[1]。总工艺流程见图 1。

2 工艺模拟计算

长北气田两相流设计采用 PIPESYS 及 PROFES—Transien 两相流软件进行了稳态及动态模拟计算。其中两相流流型预测使用 Taitel and Duker 模型, 持液量使用 Eaton eta 模型, 压降计算使用 Ollmans 关联式^[2~3]。

2.1 正常运行时的管道持液量

在正常输送条件下由于气液比太大, 集气管道

收稿日期: 2007-10-24

作者简介: 王 磊 (1973-), 男, 安徽省寿县人, 工程师, 1996 年毕业于石油大学 (华东) 建工系油气储运专业, 现从事石油天然气储运设计工作。电话: (028) 86014910

中并不会出现段塞流,而以波浪流和层流为主,局部地方由于地形起伏影响出现间隙流。按生产年份逐年对南、北集气干线各生产年内管内总的持液量进行计算。

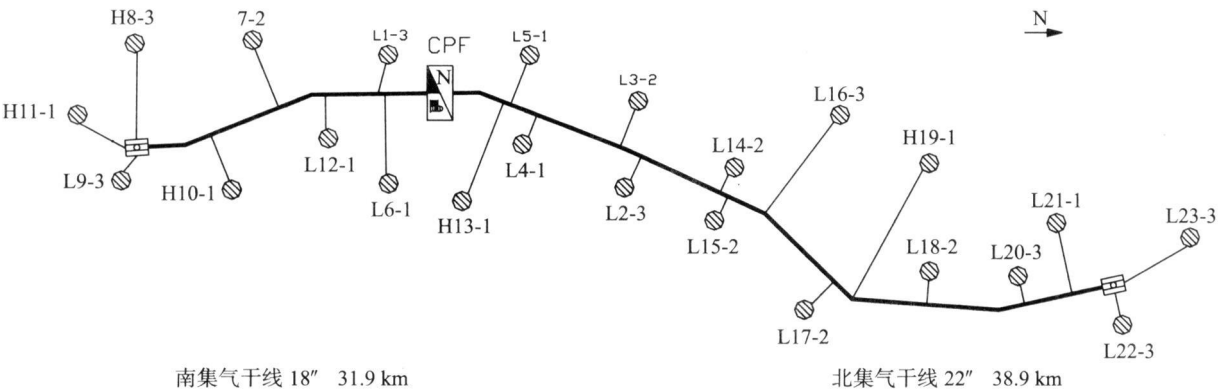


图 1 长北气田总工艺流程

根据计算结果进行分析,北干线内最大持液量远大于南干线持液量。北干线在稳产期内总持液量为 91 m³,在稳产期之后,干线内流速降低,同时由于产量降低导致沿程温降加快,需注入更多的醇液,以防止管道内水合物的形成,持液量增加较快,2026 年达到最大约 168 m³。

2 2 清管工况动态模拟

以北干线 2026 年冬季工况为例,对北干线全线进行清管动态模拟。清管时清管器速度控制在 5 m/s 以内。模拟计算结果如下:

2 2 1 管道终端瞬时接收液量变化趋势

北干线终端瞬时接收液量变化趋势,见图 2

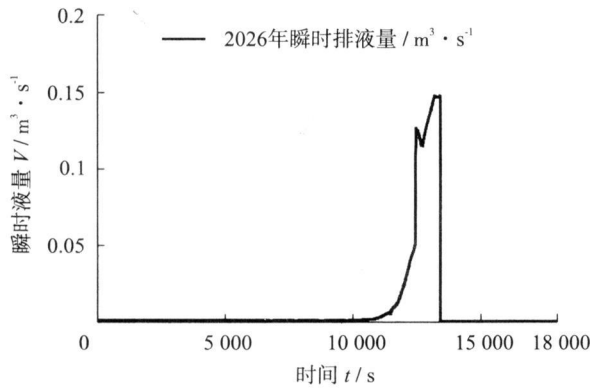


图 2 2026 年北干线清管终端液相瞬时流量变化

2 2 2 管道终端累积接收液量变化趋势

北干线终端累积接收液量为 166.55 m³,与稳态计算的管内总持液量基本吻合,其变化趋势见图 3

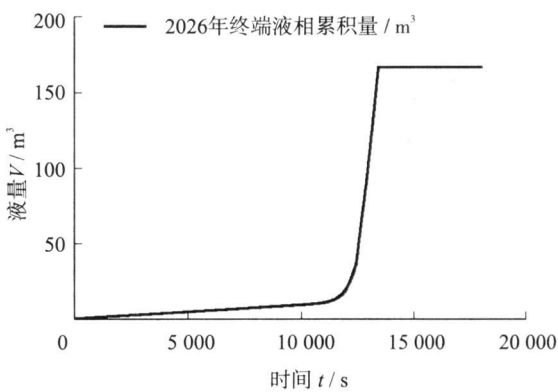


图 3 2026 年北干线清管终端液相累积流量变化

2 2 3 清管速度及位置变化趋势

清管速度及位置变化趋势,见图 4

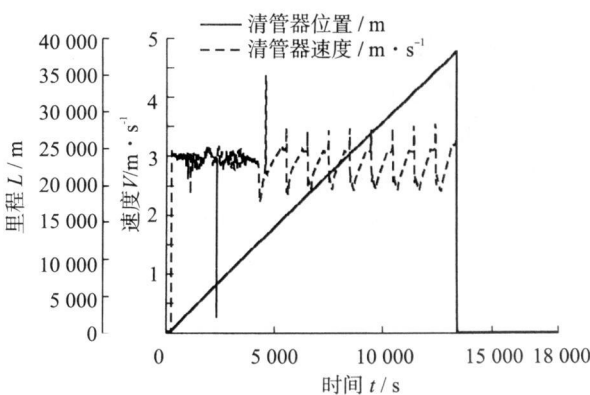


图 4 2026 年北干线清管位置及速度变化

2 3 停输再启动时的排放量

在事故工况时,若干线停输,液体将存留在管道

内,当重新投入运行时,在一定时间内提升至设计输量,管道内原存留的液体会被排出。以 2026年冬季为例对北干线停输再启动工况进行动态模拟。管道终端累积接收液量见图 5 现在短时间内排出的液量急剧增加约为 33 m³,小于清管工况排出的液量。

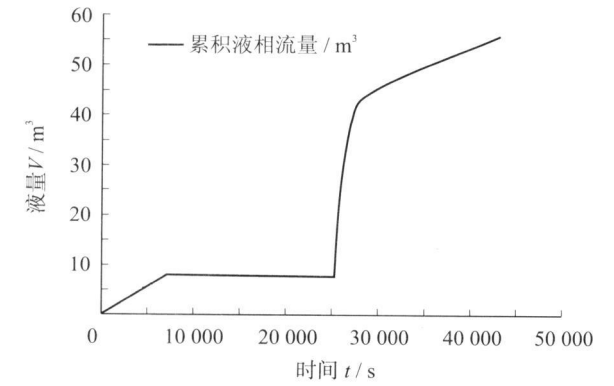


图 5 2026年北干线停输再启动工况终端液相流量变化

3 消除段塞流影响的对策

3.1 优选工艺方案

为了消除清管产生的段塞流对处理厂的天然气净化装置的影响,使天然气处理装置平稳、安全运行,在工艺设计上有多种方案可选择:

a 在处理厂入口处设置段塞流捕集器。但段塞流捕集器投资较大,以 2026年的清管排液量为设计容量,采用多管式段塞流捕集器造价约 1 000 万元。

b 在处理厂设置连通管道连接南、北集气干线终点。当北干线单独清管时,清管所产生的液塞量可通过旁通管道排入南干线,此时南干线作为一个“段塞流捕集器”容纳北干线的清管排液量,这部分液体随南干线气体逐步进入处理厂,避开了峰值流量。反之,南干线清管也可采用同样的操作。

c 北干线清管排液量最大,考虑在北干线中部设置清管站,将北干线分为两段分别进行清管。

在北干线中部设置清管站(见图 1),可接收 C21 井丛发送的清管器,也可向处理厂发送清管器,实现对北干线的分段清管。2012 年以前北干线仅中间清管站—处理厂段及其所辖井丛投产,管道内持液量均小于 100 m³。因此仅计算 2019 年以后的分段清管液量及持液量,见表 1。

年份 /年	C21—中间清管站		中间清管站—处理厂	
	清管排液量	持液量	清管排液量	持液量
2019	44.2	52	51.3	58
2023	61.9	70	58.8	65
2026	72.5	82	68.5	76

2026 年末分段清管工况下液塞容量达到了约 167 m³,分段后清管工况下进入处理厂的最大液塞容量仅 76 m³。

d 在处理厂集气装置区入口分离器前设节流阀,控制清管时进入入口分离器的液体流量,充分利用了两台入口分离器的缓冲容积,满足入口分离器的正常操作,同时尽量满足下游净化装置的正常运行。

经反复论证经济性与可操作性,选择了北干线设置中间清管站和在集气装置区入口分离器前设节流阀的工艺设计。中间清管站流程采用密闭清管,不排污、不放空,流程见图 6^[1]。

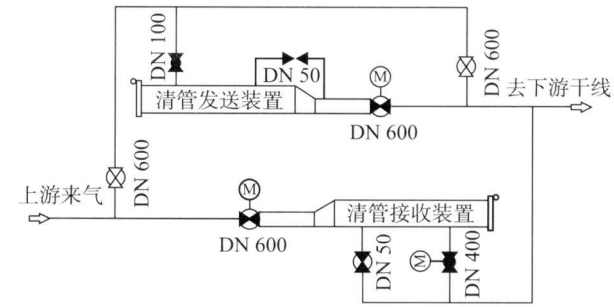


图 6 北干线中间清管站工艺原理流程

但考虑到气田地下预测的不确定性,在气田生产中后期,若气田水产量增大,清管排液量增加较多,根据实际操作情况,也可设置段塞流捕集器。因此本设计在处理厂预留了段塞流捕集器场地。

3.2 优化工艺设计与操作

除上述设计思路外,其它几个因素也影响清管排液量的大小,在工艺设计与操作中可以考虑。

3.2.1 清管周期的确定

清管周期的确定是两相流管线操作中的重要环节,理论上清管周期可以根据计算得到,清管后管道内的持液量恢复到最大时的时间间隔即为清管周期,这可以通过软件进行动态模拟计算,如: PIPEP-HASE、PROFES、ORGA 等软件。但最大持液量的确

定所涉及参数较多,软件模拟与实际工况操作差别较大,因此软件的计算结果仅可作为参考。在实际生产过程中对每次清管操作的有关参数诸如压力、气液流量、清管时间等进行分析和研究以便选择比较准确的清管周期。

3.2.2 气相流速的影响

当管线处于低气量输送时,由于流速低,管内的持液量相对较多,此时不宜清管,需要在增加气量输送一段时间后再进行清管。

3.2.3 清管速度的影响

控制清管速度,使清管器以较低的速度进行清管,清管排放量会减少。

3.2.4 轮换清管

采用多集气支线、多集气干线输送的气田有条件采取轮换清管的操作方法,先进行局部支线、干线清管,清管会使干线内的持液量在短时间内增加,间隔一定时间后使干线内持液量恢复到正常水平时才进行下一步清管,可以很大程度上减小清管液塞的峰值量。

在进行气田总体工艺设计时可以兼顾此因素,将处理厂设置在气田的中部,集气干线至少要有两条,这不仅提高气田生产抗风险的能力,而且可以利用管网的特点减少清管时的液塞量。克拉 2 气田、迪拉凝析油气田、塔中 1 号凝析气田均采用此总体工艺流程设计。

3.2.5 旁通式清管器^[4]

旁通式清管器由一个中央圆筒连接清管器的头部和尾部,气体通过中央圆筒由清管器头部的折板使其流向管壁,见图 7。旁通的气体对清管器前的段塞吹扫,使液体分散,其峰值流量减小。改变支撑于前盘上折板与前盘的间距,可改变旁通通道的大小。该清管器适用于外径大于或等于 DN500 的管

线,重 120 kg。使用旁通式清管器能减少终端液体流量的峰值,尽量使液体流动均匀。

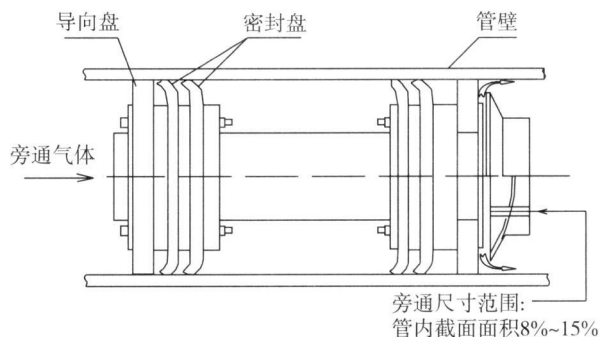


图 7 旁通式清管器

4 结论

对于气田开发中的气液混输工艺,气相分率占主导地位、液相分率相对较小,段塞流的处理方式应结合下游净化工艺的不同要求,优先从操作方式的灵活性上考虑设计对策的选取,尽量避免建设占地面积大、投资高、设计复杂的段塞流捕集器,从而简化、优化工艺流程,节省投资。

参考文献:

- [1] 汤晓勇,王磊,王春瑶,等.长北气田地面建设工程初步设计[M].成都:中国石油工程设计有限公司西南分公司,2005.
- [2] 冯叔初.油气集输[M].山东:石油大学出版社,1988:133-183.
- [3] 陈荣旗.平湖油气田两相混输工艺的设计与研究[J].中国海洋平台,1997,12(1):6-9.
- [4] 舒星军.油气混输管路清管方法及选择[J].油气田地面工程,2003,22(8):26.