

文章编号: 1000-8241(2013)05-0493-03

基于 Pipsys 的凝析气管道段塞流形成的预测

熊新强¹ 刘欣¹ 李原欣² 朱世民²

1. 中国石油集团工程设计有限责任公司华北分公司, 河北任丘 062552; 2. 北京华油天然气有限责任公司, 北京 100101

摘要: 凝析气的特殊性质导致其在集输过程中可能形成段塞流, 严重影响集输系统的稳定性和安全性, 段塞流的成功预测是确保凝析气集输管道正常运行的关键。以巴喀凝析气田集输管道为例, 首先根据 Hysys 中气体组分的气相平衡图, 分析管道系统形成段塞流的可能性, 然后利用 Pipsys 分析该管道在不同压力、温度和高程工况下的运行状态, 最终根据管道内的液体体积分数及管道持液量, 判断管道内段塞流的形成。研究结果表明: 随着压力的增大, 管道内介质先从两相流转化为单相流(气相), 再转化为两相流并有段塞流产生。通过对模拟结果进行分析, 给出了预防段塞流形成的可行措施。(表 1, 图 9, 参 6)

关键词: 凝析气; 管道; 反凝析; 段塞流; Pipsys

中图分类号: TE832

文献标识码: A

doi: 10.6047/j.issn.1000-8241.2013.05.008

The prediction of slug flow formation in condensate gas pipelines with Pipsys

Xiong Xinqiang¹, Liu Xin¹, Li Yuanxin², Zhu Shimin²

1. Northern China Sub-company, PetroChina Engineering Design Co. Ltd., Renqiu, Hebei, 062552;

2. Beijing HuaYou Natural Gas Co. Ltd., Beijing, 100101

Abstract: Condensate gas has special behaviors, which will lead to a slug flow formed in the gathering process and seriously affect the stability and safety of gathering system, therefore, it is vital to successfully predict the slug flows so as to ensure the normal running of condensate gas gathering pipeline. Taking the gathering pipeline of Baka Condensate Gasfield as an example, the paper analyzes the possibility of formation of slug flow in the pipeline according to the gas phase equilibrium diagram of gas component with Hysys firstly, and then analyzes the operation states of the pipeline under different pressure, temperature and elevation, and finally determines the formation of slug flow in the pipeline according to the liquid volume fraction and the pipeline liquid holdup volume in the pipeline. Results show that with the pressure's increase, the media in the pipeline are changed from two-phase flow into single-phase flow (gas phase), then converted to two-phase flow again, and finally to a slug flow. This paper provides some practical measures to the prevention of slug flow formation based on the simulation analysis results. (1 Table, 9 Figures, 6 References)

Key words: condensate gas, pipeline, retrograde condensation, plug flow, Pipsys

随着凝析气管道输送距离的延长和管内摩阻的增大, 气体压力不断下降, 同时管道与外界的热交换使气体温度逐渐降低。在管道不保温的工况下, 气体温度最终与环境温度(地温)一致。在这种情况下, 凝析气将不断析出凝析液并在管道内累积, 直至管道内气液达到平衡状态。凝析出的液体极易停留在管道的低洼处, 因此低洼处最容易形成段塞流^[1]。同时, 在进站管道处出现的大液塞会严重影响后续工艺生产过程的稳

定性, 致使产品质量和生产安全难以保证, 甚至造成生产中断^[2]。因此, 对凝析气田集气管道进行气液分析, 判断段塞流形成与否具有重要意义。

1 基础数据

1.1 气体组成

凝析气田采出气含有甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、戊

烷、己烷、庚烷等组分,以及少量的二氧化碳、氮气等(表1),利用 Hysys 模拟得到该凝析气组分的相平衡

包络线,其泡点和露点符合一般规律,泡点随压力升高而升高,而露点大体呈抛物线形状(图1)。

表1 凝析气的化学组成

相对密度	各组分摩尔分数%									
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	氮
0.85	84.03	7.67	2.77	0.68	0.82	0.37	0.34	1.12	0.72	1.5

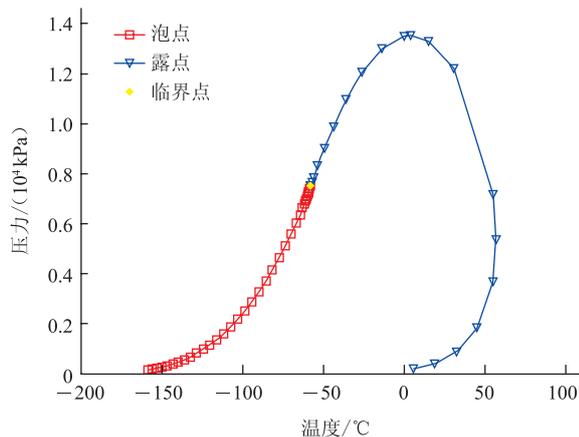


图1 凝析气相平衡包络线

1.2 管道参数

管道规格 $\phi 219 \times 7$,管道总长 33 km,管道高程变化较大(图2),最大高程差为 220 m,在管道低洼处易形成段塞流。

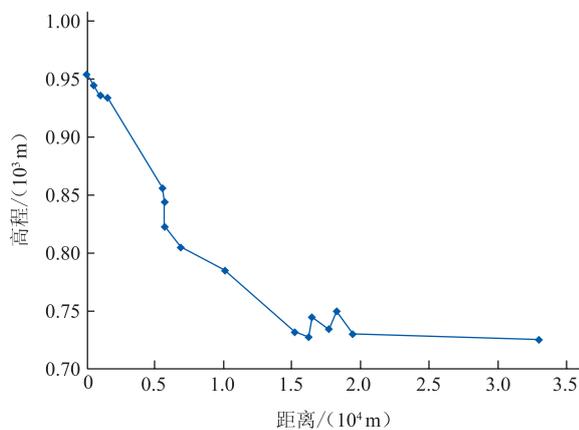


图2 集输管道高程变化趋势图

2 应用实例

集输管道气液分布的判断方法有很多种^[3],以巴喀凝析气田集输管道为例,利用 Pipsys 快速判断凝析气田集输管道液体的形成位置及管道持液量。Pipsys 可以进行敏感性计算,以确定某些参数对系统特性的影响,预测冲蚀速度,详细计算管道的压力和温度分布以及预测管道段塞流的形成^[4]。通过 Pipesys 计算

可以得到沿管道长度方向的相态分布,当管道某处的液态体积分数达到 1 时,即可判断该处形成了段塞流^[5-6]。

2.1 压力的影响

管道起点温度 20 °C,考虑起点压力为 8.0 MPa、15 MPa 和 19.5 MPa 时的 3 种工况。

2.1.1 工况 1: 起点压力 8.0 MPa,温度 20 °C

利用 Pipsys 建立管道模型,通过软件得出相应的结果图形。受高程差影响,管道沿线的内压先增加后降低(图3);管道内介质温度先降低,后逐渐趋于平缓(图4);某一截面上液体体积分数先增加后降低(图5)。在管道的任一位置,管内流体均为气液两相,在 19 km 处管道持液量高达 118 m³,因此判断该处可能会出现段塞流(图5)。

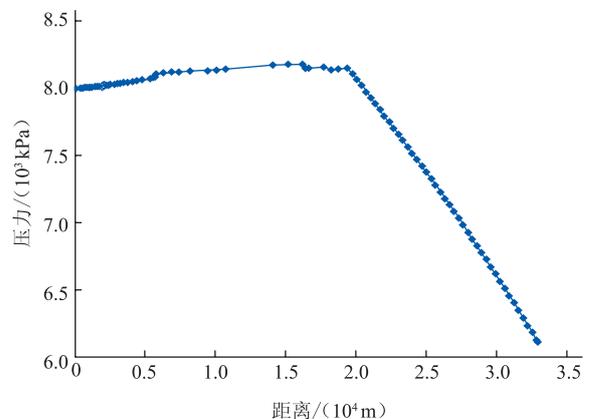


图3 压力与输送距离的关系(8.0 MPa)

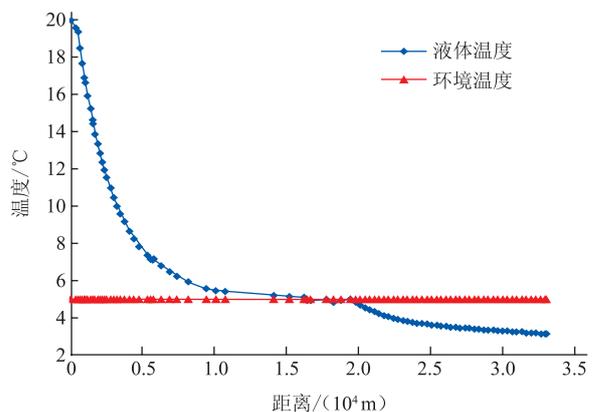


图4 温度与输送距离的关系(8.0 MPa)

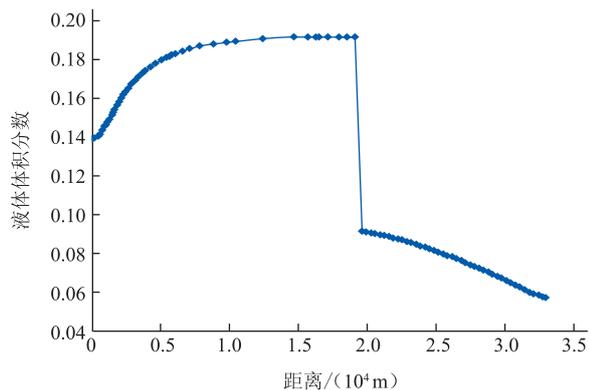


图5 液体体积分数与输送距离的关系 (8.0 MPa)

2.1.2 工况 2: 起点压力 15.0 MPa, 温度 20 °C

将集输压力提高至 15.0 MPa 时, 通过 Pipsys 得到液体体积分数与输送距离的关系曲线(图 6), 整条管道内的流体为气体, 无凝液形成, 因此不会形成段塞流。

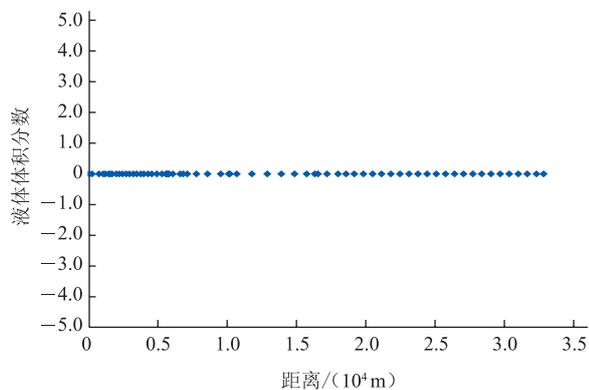


图6 液体体积分数与输送距离的关系 (15.0 MPa)

2.1.3 工况 3: 起点压力 19.5 MPa, 温度 20 °C

将集输压力继续提高至 19.5 MPa, 通过 Pipsys 得到液体体积分数与输送距离的关系曲线(图 7)。距起点 10 km 处气体开始液化, 在距起点 12 km 处气体全部转化为液体, 在距起点 27 km 处液体开始汽化, 该管段全部充满液体, 即形成了段塞流, 由 Pipsys 提供的结果表可以得出管道持液量为 337.2 m³。

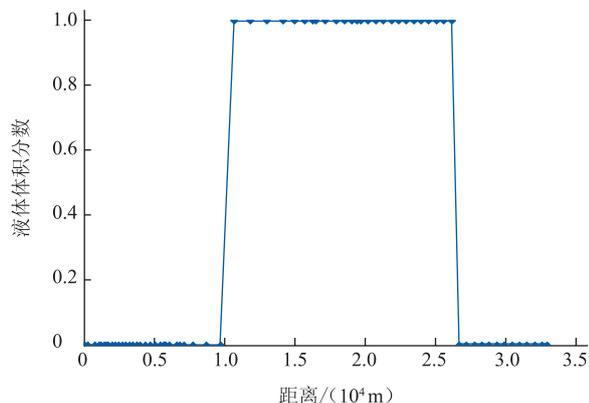


图7 液体体积分数与输送距离的关系 (19.5 MPa)

2.2 管道高程的影响

假设集输管道沿线无高程变化, 其他参数与工况 3 参数一致。计算可知, 此时整条管道没有液体出现, 不会形成段塞流(图 8)。在高差较大的管道低洼处, 凝液容易积聚, 凝液充满管道后便形成了段塞流, 与图 7 对比可知, 管道沿线高程变化是段塞流形成的重要因素之一。

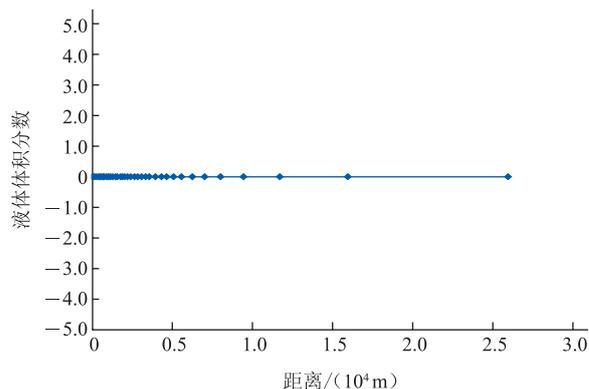


图8 高程无变化时, 液体体积分数与输送距离的关系

2.3 集输温度的影响

将工况 3 起点温度改为 60 °C, 保持其他参数不变, 重新计算(图 9)。起点输送温度由 20 °C 提高至 60 °C, 凝析气液化位置由原来距起点 10 km 处, 移到了 13 km 处, 液体汽化位置也由原来的 27 km 缩短至 25 km 处, 整个管道持液量减少约 87 m³。由此可知, 提高输送温度可以在一定程度上减少段塞流形成的可能性。

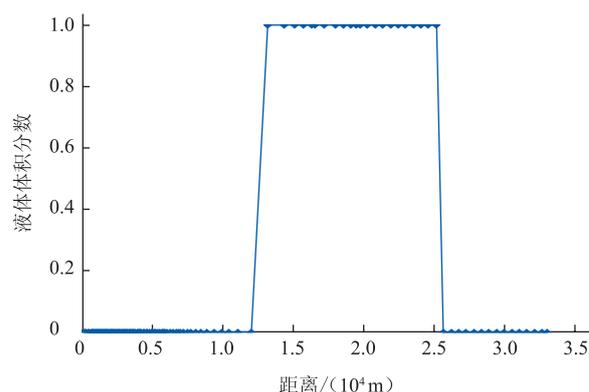


图9 液体体积分数与输送距离的关系 (60 °C)

3 结论

模拟结果与实际运行数据基本吻合, 且以 Hysys 和 Pipsys 预测结果指导设计的集输管道成功避免

(下转第 507 页)

参考文献:

- [1] 姜进方. 登陆海底管道近岸段预挖沟[J]. 中国海上油气(工程), 1996, 8(1): 7.
- [2] 张国光. 海底水力冲射开沟机械的主要参数确定[J]. 南海研究与开发, 1991(1): 51.
- [3] 杜春文. 射流泵的计算[J]. 国外油田工程, 2002, 18(1): 41-43.
- [4] 陆宏圻. 喷射技术理论及应用[M]. 武汉: 武汉大学出版社, 2004: 209-210.
- [5] 张国光. 海底水力冲射开沟机械及影响作业效率的因素[J]. 海洋技术, 1989, 8(4): 48-49.

(收稿日期: 2012-05-07; 编辑: 谷英翠)

基金项目: 中国石油天然气集团公司科研项目“300米以内水深海洋管道建设技术研究”, 2011B-3304。

作者简介: 江勇, 工程师, 1979年生, 2006年硕士毕业于中国石油大学(华东)机械电子工程专业, 现主要从事管道非开挖技术、管道施工技术的研究工作。

电话: 13831636354; Email: yjiang1224@126.com

Jiang Yong, MS.D, engineer, born in 1979, graduated from China University of Petroleum (Huadong), electromechanical engineering, in 2006, engaged in the research of pipeline non-dig technology and pipeline construction technology.

Tel: 13831636354, Email: yjiang1224@126.com

(上接第 495 页)

了段塞流的形成。凝析气田集输管道段塞流的形成不仅与凝析气的组分有关, 还与凝析气的输送温度、压力及管道的高程变化有关。通过对不同压力、温度下的凝析气管道进行模拟, 得出如下结论:

(1) 利用 Hysys 和 Pipesys 可以有效预测凝析气集输管道内段塞流的形成位置、长度和管道持液量, 从而指导工艺设计, 避免段塞流的形成。

(2) 随着输送压力的增大, 凝析气的泡点逐渐升高, 较低的输送压力更容易形成段塞流。在较低的输送压力下, 凝析气常处于气-液两相流状态, 在高程差较大的地方可能形成段塞流。工艺设计中应合理选择压力范围, 并在管道敷设中尽量避免高程落差较大的情况。

(3) 在工艺条件允许的情况下, 可以提高输气温度, 以避免段塞流的形成。

参考文献:

- [1] 黄阿勇. 水平管道油-气两相流段塞流特性的实验研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2009.

[2] 李玉星, 冯叔初. 油气水多相管流[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2005: 133-145.

[3] 张淑艳, 顾琳婕, 鞠文杰, 等. 气田混输海底管道段塞流分析[J]. 中国造船, 2011, 52(9): 109-115.

[4] 孟荣章, 张月静, 庞军峰. 上海平湖海底天然气管道输送问题研究[J]. 油气储运, 2000, 19(9): 6-8.

[5] 王荧光, 邓玉明, 秦芳晨, 等. 苏里格气田集输管道段塞流的动态预测[J]. 石油工程建设, 2011, 37(8): 1-6.

[6] 徐孝轩, 宫敬. 海底混输管道严重段塞流动的预测与控制[J]. 海洋工程, 2005, 23(4): 121-128.

(收稿日期: 2012-06-11; 编辑: 谷英翠)

作者简介: 熊新强, 高级工程师, 1976年生, 1998年毕业于石油大学(北京)化学工程专业, 现主要从事石油地面工程设计工作。

电话: 15031790800; Email: xiongqx@126.com

Xiong Xinqiang, senior engineer, born in 1976, graduated from University of Petroleum (Beijing), chemical engineering, in 1998, engaged in the design of oil surface engineering.

Tel: 15031790800, Email: xiongqx@126.com