

致密气产区集输管道积液形成规律分析

Safety analysis of suspended section of gathering pipeline in tight gas production area

韦树封¹ 韦 涛¹ 张万涛¹ 林建伟¹ 邱 旭²

(1. 中海油能源发展股份有限公司采油服务分公司, 天津 300452)

(2. 重庆科技学院石油与天然气工程学院, 重庆 401331)

Wei Shufeng¹ Wei Tao¹ Zhang Wantao¹ Lin Jianwei¹ Qiu Xu²

(1 Oil Production Service Branch of CNOOC Energy Development Co., LTD., Tianjin 300452)

(2 School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science & Technology, Chongqing 401331)

摘 要: 针对某区块致密气集输管道中存在积液, 造成管道输送效率低、管道系统腐蚀加剧等问题, 基于仿真模拟软件, 建立了致密气管道中积液预测模型, 分析影响其形成的主要因素。研究表明: 致密气经过一段时间输送后积液量趋于稳定, 且积液形成位置往往位于管道上坡段。致密气管道积液量随产气量降低、操作温度降低、气液比减少以及运行压力增大而增加。其中, 这些参数发生变化时主要改变管道流速从而影响管道积液量。

关键词: 致密气; 集输; 仿真模拟; 管道积液

Abstract: Soil and water loss may occur in the Loess Plateau region, resulting in suspended pipeline, which seriously affects the transportation safety of tight gas pipelines in this region. In order to study the safety of buried pipelines in the suspended section, this paper adopts ABAQUS to establish a three-dimensional numerical calculation model of suspended pipeline. Under the combined action of gravity and internal pressure load, the maximum stress and axial strain of the pipeline under different suspended length, different internal pressure and different wall thickness are considered comprehensively. The results show that the failure criterion of stress is more conservative than that of strain. Based on the failure evaluation criterion of stress, the safety classification standard of pipeline under different suspension distance is obtained. Increasing wall thickness or decreasing internal pressure can improve the safety of suspended pipeline.

Key words: Suspension; pipeline; failure criteria; stress and strain

0 引言

致密气是非常规天然气勘探开发的重要领域之一^[1]。随着某区块致密气田不断开发, 气井产量、井口压力递减较快且部分气井产液量高^[2], 集输管道沿线地形起伏大, 气流携液能力差, 导致管内积液, 管道输送效率降低^[3], 同时给管道低洼处带来极大的局部腐蚀危害, 对致密气的地面集输适应性能力及流动安全保障带来巨大的挑战^[4]。因此, 开展致密气管道积液分布规律的研究十分必要, 对于致密气管道的平稳、

安全运行有重要意义。

近年来, 国内外众多学者对管道积液规律进行了大量的研究。国外学者^[5-6]基于 ZNLF 条件下流动实验研究管道积液分布规律, 国内学者多采用多相流软件模拟管道实际情况分析积液形成原因及规律。其中周良胜等^[7]利用 PIPEPHASE 软件以及持液率计算模型对简单地形起伏管道积液规律进行研究; 梁法春^[8]基于积液预测模型对积液累计动态过程进行预测; 邓晓辉^[9]利用 OLGA 和 PIPEPHASE 软件探究番禺海管

运行中积液量与压力分布之间关系。

本文基于 OLGA 软件建立致密气管输模型, 研究管道积液形成影响因素及其分布规律, 为某区块致密气管道设计及安全运行提供指导依据。

1 模型搭建

1.1 现场数据

选取某区块致密气气田管道进行模拟, 该致密气管道长 1339.6m, 管道规格为 $\Phi 168.3 \times 5.0$, 产气量为 $10000\text{m}^3/\text{d}$, 管道设计压力 4MPa, 运行压力为 2.7MPa, 管道起点温度为 15°C , 管道传热系数 $1.5\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$, 管道埋深 2m。

1.2 软件模拟结果

以上述作为基准案例数据建立模型, 开展积液发展过程的影响因素分析。经过长时间模拟后, 该模型在稳态模拟中最终结果收敛性较好, 且长时间后管道内积液量基本稳定, 因此可以将模拟结果用做管道总积液量。

管道总积液量随着管道运行时间增加管道中积液量不断增加直至平稳, 其稳定积液量约为 3.89m^3 。从积液在管道中位置分布可以看出积液主要分布在管段上坡段和末端, 主要原因是由于在致密气管道中上坡段受液体重力的作用造成管道中回流严重, 管道中致密气持液率增大, 因此在管道上坡段容易形成积液。

2 致密气管道积液影响因素分析

2.1 产气量对管道积液的影响

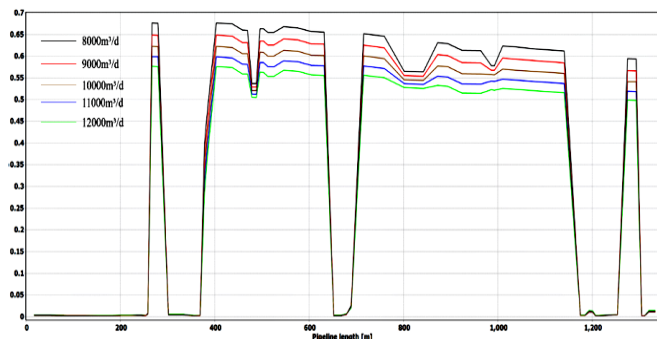


图1 管道持液率变化规律

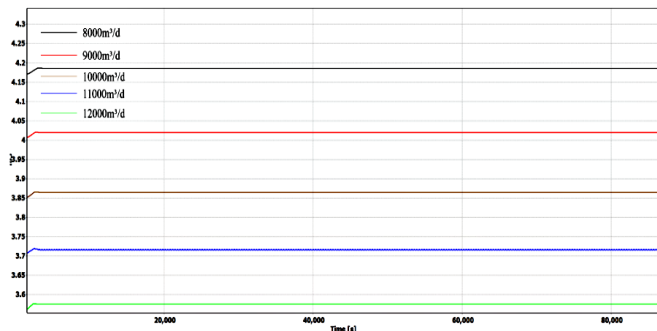


图2 管道积液变化情况

通过已建模型分析输气量对管线持液率及积液量分布情况影响。取输气量为 8000、9000、10000、11000、 $12000\text{m}^3/\text{d}$ 变化时, 管道持液率及积液量变化趋势, 如图 1、图 2 所示。从图中可知, 输气量较大程度上影响管线持液率及积液量。随着输气量越高, 沿线持液率及积液量越低。当气液比为 8000、10000 及 12000 时末端积液积液量分别为 4.19m^3 、 3.86m^3 及 3.57m^3 。由此可见, 提高输气量可降低管线积液量。

管道输气量对积液的影响主要是因为改变了气液相流速, 从而影响了气体的携液能力。不同输气量下管内气液相流速, 随着输气量的下降, 气体流速的降低幅度明显高于液体, 导致气体携液能力下降, 液体不能被气体携带出管道而积聚在管内, 引起积液量上升。

2.2 含水量对管道积液的影响

取不同气液比, 保证其余参数不变, 模拟拟计算管网在不同气液比下的积液量, 结果如图 3、图 4 所示, 从图中分析可知气液比对管道持液率及积液量有影响。管道积液量及持液率随气液比增加而降低。

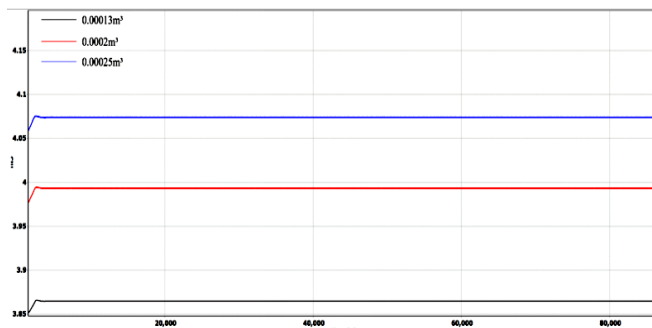


图3 管道持液率随气液比变化规律

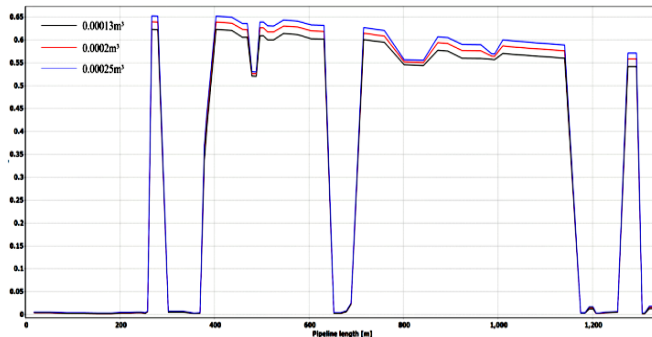


图4 管道积液随气液比变化情况

随着气液比降低, 管道积液量无显著增加的原因可以从气体的携液能力分析。不同气体质量含液率下管内气液相流速, 其中上部三条曲线代表气相流速, 下部三条曲线代表液相流速。在保持输气量不变时增加液量, 气体流速几乎不变, 液体流速少量上升, 造成气体携液能力略有下降, 管网内积液量少量增加。

2.3 运行温度对管道积液的影响

保持其他参数为正常生产工况下的数据,模拟计算管道在不同集气站出站温度下的积液量,结果如图5、图6所示,管道积液量随集气站出站温度的升高而降低,但变化幅度极小,这是由于研究管线距离较短对温度反应不敏感。

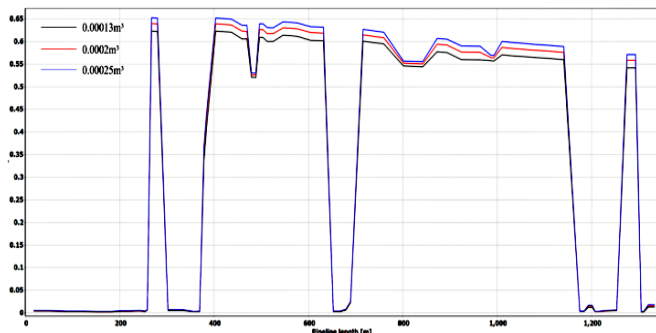


图5 管道积液量随温度变化规律

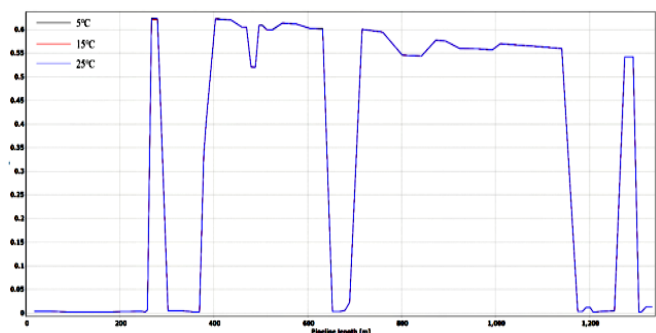


图6 管道持液率随温度变化规律

温度对积液的影响主要有两方面原因,一方面温度会影响气液两相平衡状态,温度下降时气体中重烃组分和饱和水析出,造成管道内液量增加,但由于该气田所产气体含 C_3 以上组分较少,分析不同温度下各管道的液相总量时,发现基本没有重烃的析出;另一方面,温度通过改变混输流速影响气体的携液能力,不同集气站出站温度下管内气液相流速。当温度从 5°C 上升至 25°C 时,气体流速平均增加 0.1m/s ,液体流速平均增加 0.0005m/s ,可见随着温度上升,气体流速的增加量远大于液体,使得气体携液能力增强,管道内积液量减少。

2.4 运行压力对积液量的影响

保持其他参数为正常生产工况下的数据,通过调整集气末站的进站压力,研究运行压力对管道积液量的影响情况。随着集气末站进站压力的上升,管道积液量逐渐增大,管道沿线持液率增大。

压力对管网积液量的影响与温度相似,一方面压力会改变气液两相平衡状态,但对于该气田所产气体,调整集气末站进站压力时各管道在输送过程中基本没

有重烃组分的析出;另一方面,不同集气末站进站压力下管内气液相流速如图所示。随着压力增加,气液两相流速均有降低的趋势,但由于气体的可压缩性远大于液体,气体流速的减小量相比于液体更加明显,造成气体携液能力降低,管道内积液量增加。

3 结束语

①基于致密气管道积液预测模型分析结果,管输过程中受气质条件、地形起伏以及运行压力等参数影响易在管道中形成积液,经过一段时间后积液量趋于稳定,且积液形成位置往往位于管道上坡段;②在其余操作参数不改变的情况下,致密气管道积液量随产气量降低、操作温度降低、气液比减小以及运行压力增大而增加。其中,当这些参数发生变化时主要改变管道流速从而影响管道积液量。

参考文献:

- [1] 天工. 中国石油西南油气田公司致密气年产量将达3.4亿立方米[J]. 天然气工业,2021,41(11):169.
- [2] 李紫晗,刘宇沛,张滨海,等. 临兴区块致密气井动态携液规律研究[J]. 非常规油气,2021,8(2):80-87.
- [3] 沈伟伟,邓道明,等. 湿气管道积液的持液率突行为预测[J]. 油气田地面工程,2022,41(7):58-64.
- [4] 乔慧,温续,贡杨梦媛,等. 瞬态工况下湿气管道积液发展规律的模拟研究[J]. 化工技术与开发,2022,51(11):76-79.
- [5] ALSAADI Y,PEREYRA E,Torres C,et al.Liquid loading of highly deviated gas wells from 60° to 88° [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition.Houston,Texas, USA:Society of Petroleum Engineers,2015:1-18.
- [6] KJLAAS J,HOLM H.Improvement of LedaFlow for low liquid loading conditions[C]//10th North American Conference on Multiphase Technology. Banff,Canada:BHR Group,2016:385-401.
- [7] 周良胜. 复杂地表条件下天然气集输管线积液规律研究[D]. 青岛:中国石油大学,2009.
- [8] 邓晓辉,邓卫东,廖伍彬,等. 番禺气田天然气管道积液及清管可行性分析[J]. 全面腐蚀控制,2010,24(12):40-43.
- [9] 梁法春,王骅钟,陈婧,等. 复杂山地湿气集输管道积液动态累计规律[J]. 北京石油化工学院学报,2018,26(3):32-35,86.

作者简介:

韦树封(1972-),男,广东汕头人,工程师,主要从事非常规天然气生产运维、投产调试等工作。