

起伏地形清管过程中管内流动状态研究

解宏伟

(广西天然气管道有限责任公司, 广西 北海 530000)

摘要: **目的** 以中原丘陵地带某天然气管道清管过程为依据, 针对起伏地形清管过程中的管内流动状态变化, 明确天然气清管过程中的管内流型变化, 并根据积液量提出清管时间。**方法** 通过 OLGA 软件揭示清管过程中管内流动参数的变化过程, 并提出相应的清管周期。**结果** 清管器在上行过程中会导致入口处的压力和温度略有增大, 而越过高点时, 速度迅速增大, 引起入口压力和温度迅速下降, 当达到最低点时, 清管器前积液量达到最大值。同时出口处出液速率与清管器运行时间呈幂指数增大, 通过积分可得出总出液量为 333 m³, 与实际结果相吻合。对于天然气管线来说, 对管内积液量影响最大的因素为气相流速, 其次为起伏角度, 最后为液相流速。**结论** 由于清管后天然气稳定运行 60 天后管内积液量达到最大值, 因此建议在 20 天积液量为 100 m³ 时进行清管, 同时设计末端容器体积裕量为 1.2。

关键词: 天然气管线; 起伏地形; 清管; 管内流动状态; 积液

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2020.04.019

中图分类号: TE319

文献标识码: A

文章编号: 1672-9242(2020)04-0118-05

Flow State of Natural Gas Pipeline Buried in the Undulating Terrain during Pigging

XIE Hong-wei

(Guangxi Natural Gas Pipeline Co., Ltd, Beihai 530000, China)

ABSTRACT: The work aims to clarify the change of flow pattern in the natural gas pigging process and propose the pigging time according to the amount of liquid accumulated based on the change of the flow state in the natural gas pipeline buried in the undulating terrain during pigging. The change process of the flow state parameters during pigging was revealed through OLGA software, and the corresponding pigging cycle was proposed. The pig running in the ascending pipe made the pressure and temperature at entrance increase slightly, while its velocity increased rapidly when the pig crossed the high point, causing the pressure and temperature at entrance to decrease rapidly. When the pig reached the lowest point, the amount of liquid accumulated in front of the pig was up to the peak. At the same time, the discharge rate of liquid at exit increased exponentially with the running time of the pig and the total volume of outflowing liquid was 333m³ through integral computation, which was consistent with the actual results. For natural gas pipelines, the gas phase flow rate, followed by undulation Angle and liquid phase flow rate, was the most important factor affecting the amount of liquid accumulated in the pipeline. The amount of accumulated liquid in the natural gas pipeline reaches the maximum after the stable operation of pigged natural gas for 60 days. Therefore, it is recommended to conduct pigging when the amount of accumulated liquid is 100m³ within 20 days, and the volume margin of the designed end container is 1.2.

KEY WORDS: natural gas pipeline; undulating terrain; pig; flow state in pipeline; accumulated liquid

收稿日期: 2019-03-27; 修订日期: 2019-06-12

Received: 2019-03-27; Revised: 2019-06-12

作者简介: 解宏伟 (1970—), 男, 工程师, 主要研究方向为天然气管道建设及运行管理。

Biography: XIE Hong-wei (1970—), Male, Engineer, Research focus: natural gas pipeline construction and operation management.

在天然气管线的正常运行过程中, 由于受地形等因素的影响, 在地势低洼处, 管线内凝析液、水合物容易积聚成积液, 进而形成段塞流。严重的管道积液问题不仅会加剧管道的腐蚀^[1-2], 同时造成井口回压增加。冬季更易发生冻堵, 影响管线输送效率及气井产能发挥^[3-4]。定期清管是保障天然气管线正常运行与提高输送效率的重要措施, 但是实际的清管过程无法用肉眼直接观察。目前, 国内外涉及管路积液问题的研究多集中于多相流管路的持液率、压降计算方法等方面, 以期实现准确的水力计算^[5-8], 但是对于清管过程中管内流动参数(如压力、温度)的变化过程研究较少。因此, 文中根据 OLGA 软件针对起伏地形的天然气管道清管过程中管内流动参数的变化进行了探究, 并分析了影响管道积液量的原因, 最终提出了清管周期。

1 模型基本参数

以中原丘陵地带某天然气管道清管过程为依据, 通过 OLGA 软件建立清管过程中管内流动状态的数值计算模型。管道干线全长 140 km, 沿程设有 3 座阴极保护站, 管道最大高程为 1300 m, 最小高程为 75 m, 两者临近, 其最大高程差为 1225 m, 如图 1 所示。管道材质采用 X80 高强度钢, 尺寸为 $\phi 711.0 \text{ mm} \times 14.2 \text{ mm}$, 管内壁绝对粗糙度为 0.05 mm。正常运行时, 管线入口处压力为 7.5 MPa, 温度为 10.8 °C。管输天然气 C1 的摩尔分数为 93.5%, C2 及以上为 5.4%, N_2 和 CO_2 为 1.1%。运用 PVTsim 软件对气体组分进行物性计算, 将物性计算文件导入 OLGA 软件进行管内流动状态计算^[9-10]。管道埋深 2 m, 采用 3PE 防腐层, 其平均厚度为 2.3 mm。管道、防腐层和土壤的导热系数分别为 50、0.028、1.5 W/(m·K), 其平均总传热系数为 1.75 W/(m²·°C)。环境温度设为 14 °C, 天然气质量流量为 50 kg/s。

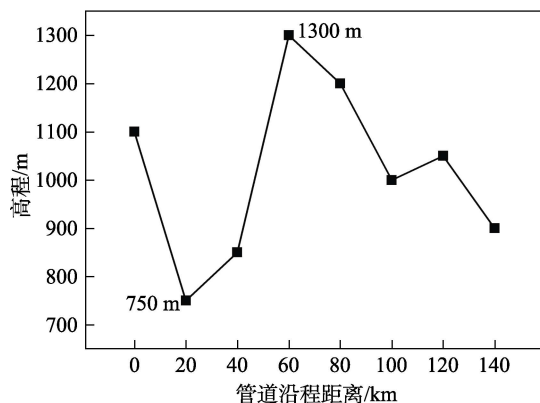


图 1 长输天然气管道沿程高程
Fig.1 Elevation along the natural gas pipeline

2 计算结果分析

2.1 管内初始状态分析

未清管管线管内初始压力、温度的分布状态如图 2 所示。可以看出, 在管道高程最高点和最低点处的压力分别为 7.9 MPa 和 6.2 MPa, 单位压降可达 42.5 kPa/km, 而后续管段压力波动较小。同时在高点和低点处, 分别出现了温度的最大值和最小值, 分别为 13.1 °C 和 7 °C。因此在清管过程中, 应着重考虑高点的管内压力问题, 以防止压力过大对管道造成损伤。同时应考虑由于压力变化巨大导致温度较低时可能发生的相变, 进而引发段塞流动的问题^[11-12]。

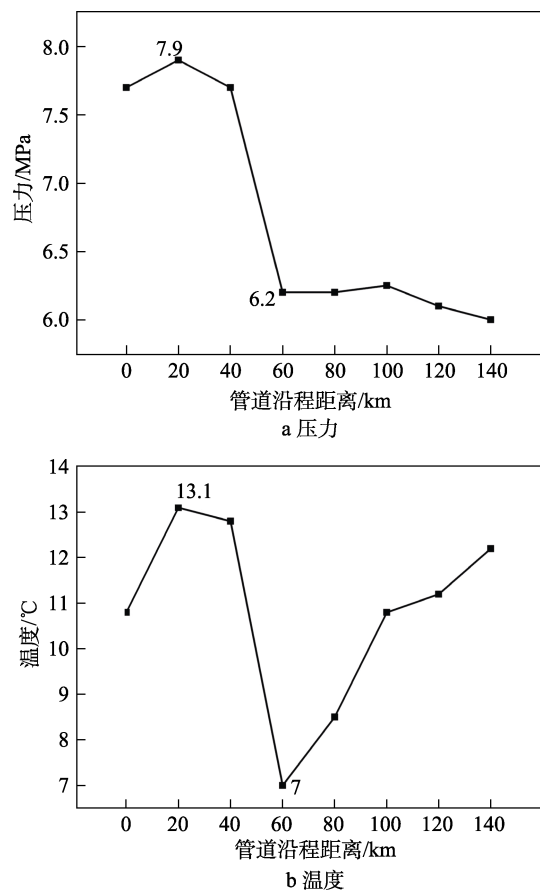


图 2 管内初始压力、温度分布状态分析
Fig.2 Distribution of initial pressure (a) and temperature (b) in the pipeline

2.2 管内参数变化

天然气管线正常运行 0~30 h 内, 清管器的速度和运行距离随时间的变化曲线如图 3 所示。从图 3 可以看出, 清管器在管线内的总运行时间为 13 h。当管线正常运行 10 h 后, 清管器进入管内, 保持恒定速度 2.48 m/s 运行约 1.88 h 后, 进入上坡管段, 此时速度在 2.2~2.5 m/s 之间波动。当清管器继续运行 6.56 h 后, 运行速度迅速增大为 4.76 m/s。从运行距

离上看,此时清管器已经越过了高点,进入了下坡管段,清管器的速度依靠惯性作用继续变化。当清管器将要接近出口管段时,速度急剧增大,此时由于管线内的积液已经开始大量排出,清管器的背压减小,天然气迅速膨胀,推动清管器向前运动,使清管器的速度急剧增大^[13]。

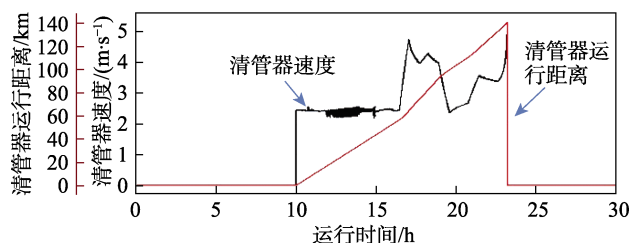


图3 清管器运行速度与运行距离随时间的变化曲线
Fig.3 Velocity and running distance of pig over time

管线入口/出口的压力和温度随时间的变化曲线如图4所示。当管线正常运行时(0~10h),入口管段处压力为7.7MPa,温度为11.9℃。当清管器开始进入管道(10~11.88h),在初始段为下坡管段,此时入口处压力基本保持不变。当清管器开始进入上坡管段时(11.88~16.56h),由于清管器前积液聚集,入口处压力有所上升,达到8MPa,此时温度升高0.1℃。当清管器越过高点(16.56~18.75h),进入到持续下坡管段时,入口处压力和温度均持续下降,分别降低约1.3MPa和2.7℃。这主要是由于流体速度增大导致沿程总摩阻增大造成的^[14-15],此时清管器前的积液量达到最大值。当清管器运行时间超过18.75h,清管器前积液逐渐被排出,在21.5h时,由于清管器排出天然气膨胀,导致温度和压力有所增大,分别为6.82MPa和11.7℃。随后入口处压力逐渐降低,恢复到原来水平,而温度先降低,然后增大到

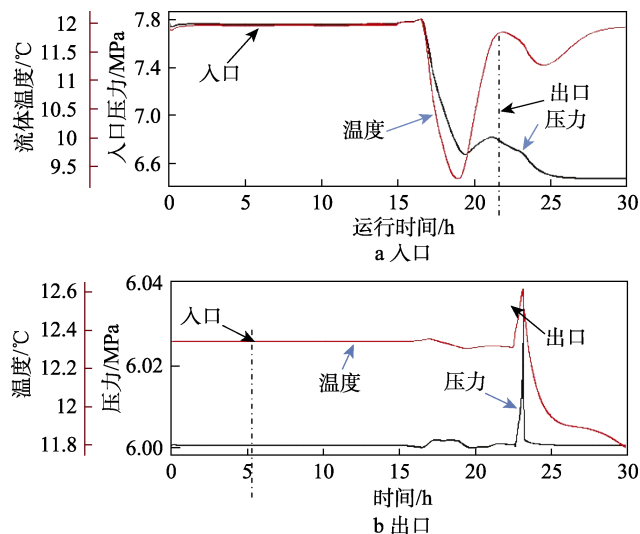


图4 管线入口/出口压力和温度随时间的变化曲线
Fig.4 Pressure (a) and temperature (b) at entrance or exit of pipeline over time

原来水平。

从出口处压力和温度随时间的变化曲线来看,当清管器运行到上坡管段时,温度略有降低,而压力略有升高,但是变化程度均较小。在清管结束前约0.8h内,温度和压力发生了较大的波动,压力增大了0.038MPa,温度升高约0.4℃,但是变化程度也较小。这主要是清管器离开管道造成的,此后出口处的压力和温度变化均回复到正常状态。

出口处累积液量随清管器运行时间的变化规律如图5所示,其中横坐标为入口压力/温度和清管器速度发生明显变化的时间节点。从图5可以看出,出口处出液速率与清管器运行时间呈较好的指数关系,积分可得总排出积液333m³,与现场参数(300m³)基本吻合。从上述分析可知,当清管器运行时间为8.75h时,清管器前积液量达到最大值。说明在流入流量一定的条件下,此时的出液速率逐渐大于流入流量,因此可以通过出液速率的变化来估算清管器前积液量。

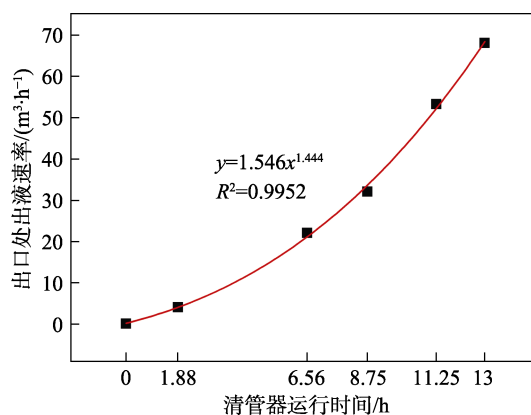


图5 出口处出液速率随清管器运行时间的变化规律
Fig.5 Outflowing rate of liquid at exit over running time of pig

2.3 清管周期

清管结束后,管线的进出口边界条件均不再变化,最后管内流动恢复至清管前的稳定流动状态。此恢复时间就是清管后的多相流动再生平衡时间,该参数对清管周期的制定具有重要意义^[16]。

清管后运行时间与管内积液量的关系如图6所示。在清管后0~55天内,管道内的积液量随时间呈线性增加趋势,且增加幅度较大。在60天时,管线内的积液量恢复到清管前的300m³,而且变化幅度较小,曲线趋于平坦。如果积液过多,增加清管频率可以减轻下游分离器的负担。因此建议当管线内的积液量为100m³时进行清管,对应时间为20天。

事实上,天然气管线内积液量受到多种因素的影响。对于天然气管线来说,由于液相含量较低,液相对管道内持液率的影响远远小于气相流速,并且气相

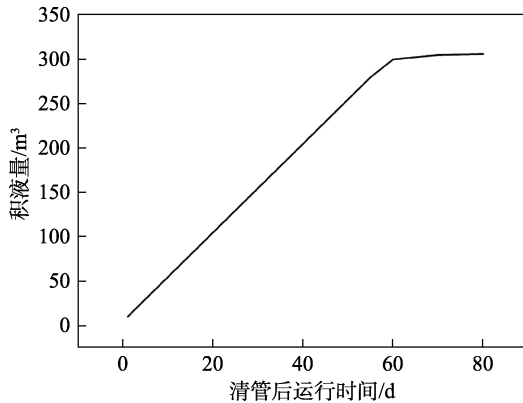


图 6 清管后运行时间与管内积液量关系

Fig.6 Volume of accumulated liquid in pipeline over time after pigging

流速越大, 持液率越小, 积液也就越少。同时管道的上倾角度对天然气管线的持液率也有一定影响, 并且远远大于液相的影响。因此在实际生产过程中, 管内积液的确定应着重考虑气相流速和管道的上倾角度, 进而确定清管周期。

3 结论

针对起伏地形清管过程中的管内流动状态变化, 以中原丘陵地带某天然气管道清管过程为依据, 通过 OLGA 软件揭示了清管过程中管内流动状态的变化过程, 并提出了相应的清管周期。

1) 清管器的运行速度受到地形起伏的影响, 在上坡管道, 速度波动剧烈, 表现为管道入口处压力和温度升高。当越过高点时, 速度迅速增大, 同时会引起摩阻损失也增大, 表现为压力和温度迅速下降, 此时应注意严重段塞流的形成。

2) 在文中的研究范围内, 当清管器越过最高点时, 温度和压力下降; 达到最低点时, 清管器前积液量达到最大值。出口处的出液速率与清管器运行时间呈幂指数增大, 通过积分可得出总出液量为 333 m^3 , 与实际结果相吻合。

3) 清管后, 天然气稳定运行 60 天, 管内积液量达到最大值, 为 300 m^3 。对于天然气管线来说, 对管内积液量影响最大的因素为气相流速, 其次为起伏角度, 最后为液相流速。

4) 建议在 20 天积液量为 100 m^3 时进行清管, 设计末端容器体积裕量为 1.2。

参考文献:

[1] 孙芳萍, 张盈盈, 张志浩, 等. 某油气集输管线腐蚀失效分析[J]. 装备环境工程, 2018, 15(8): 26-32.
SUN Fang-ping, ZHANG Ying-ying, ZHANG Zhi-hao, et al. Corrosion Failure Analysis of an Oil and Gas Gathering Pipeline[J]. Equipment Environmental Engineering,

2018, 15(8): 26-32.
[2] 吾兰·巴克达什, 刘建国, 李自力, 等. 油气输送管道多相流磨损腐蚀的研究现状与进展[J]. 装备环境工程, 2017, 14(3): 112-116.
WULAN Ba-ke-da-shi, LIU Jian-guo, LI Zi-li, et al. Research Status and Progress in Erosion-Corrosion of Oil and Gas Transmission Pipelines in Multiphase Flow[J]. Equipment Environmental Engineering, 2017, 14(3): 112-116.
[3] 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, 2010.
LI Yu-xing, FENG Shu-chu. Oil, Gas and Water Multiphase Flow in Pipelines[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2010.
[4] 刘昕, 杨松. 地形起伏管线清管数值模拟研究[J]. 内蒙古石油化工, 2013(7): 11-14.
LIU Xin, YANG Song. Study on Pigging of Relief Pipeline Based on Numerical Simulation[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2013(7): 11-14.
[5] 喻西崇, 赵金洲, 冯叔初. 起伏多相管路持液率计算方法研究[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(3): 94-97.
YU Xi-chong, ZHAO Jin-zhou, FENG Shu-chu. The Prediction Method of Holdup in Undulated Multiphase Pipelines[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2000, 22(3): 94-97.
[6] 王武昌, 李玉星, 唐建峰, 等. 低含液率多相管路平均持液率[J]. 化工学报, 2005, 56(6): 1005-1008.
WANG Wu-chang, LI Yu-xing, TANG Jian-feng, et al. Average Holdup in Multiphase Pipelines with Low Loads of Liquids[J]. Journal of Chemical Industry and Engineering, 2005, 56(6): 1005-1008.
[7] TAITEL Y, BARNEA D, DUKLER A E. Modelling Flow Pattern Transition for Steady Upward Gas-liquid Flow in Vertical Tubes [J]. AIChE Journal. 1980, 26(3): 345-354.
[8] BARNEA D. Transition from Annular Flow and from Dispersed Bubble Flow-unified Models for the Whole Range of Pipe Inclinations[J]. International Journal of Multiphase Flow, 1986, 12(5): 733-744.
[9] 王国栋. 油气管线积液及清管模拟技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2012.
WANG Guo-dong. The Simulation Study of Liquid Loading and Pigging in Oil and Gas Pipeline[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2012.
[10] 谷琼. 复杂地形条件下湿气集输管路积液规律研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011.
GU Qiong. Study of Liquid Loading in Natural Gas Gathering Line on Complex Ground Condition[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2011.
[11] 王霞. 大口径高压输气管道清管技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009.
WANG Xia. Pigging Study of Large Diameter and High Pressure Natural Gas Transportation Pipeline[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2009.
[12] 陈福林, 刘明亮, 吴斌, 等. 长输天然气管道在地形起

- 伏山区地段的清管[J]. 油气储运, 2012, 31(7): 549-552.
CHEN Fu-lin, LIU Ming-liang, WU Bin, et al. Pigging Running of Mountain Gas Pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2012, 31(7): 549-552.
- [13] 刘昕. 地形起伏天然气集输管线清管数值模拟研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2011.
LIU Xin. Study on Pigging of Orographic Relief Natural Gas Gathering and Transportation Pipeline Based on Numerical Simulation[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2011.
- [14] 全恺. 榆济管道输气效率及清管研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2013.
QUAN Kai. Study on Gas Transmission Efficiency and Pigging in Yuji Pipeline[M]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2013.
- [15] 侯山. 苏里格气田集输管道湿气输送技术研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2011.
HOU Shan. Research of Drainage Gas Recovery Technology in SULIGE Gas Field[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2011.
- [16] 张爱娟, 唱永磊. 湿气管线积液影响因素及其敏感性分析[J]. 石油化工高等学校学报, 2016, 29(5): 94-98.
ZHANG Ai-juan, CHANG Yong-lei. Analysis of Affecting Factors and Sensitivity on Liquid Inventory in Condensate Gas Pipeline[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2016, 29(5): 94-98.