

Discussion on the Technological Transformation of Oil Pipeline - Taking Jiang-Wei Oil Pipeline as An Example

Wu Aiguo

Sinopec Henan Oilfield, Nanyang

Abstract: This paper summarizes the main problems existing in the oil transfer system of Henan oilfield, and in view of the problems in the oil transfer pipeline of Jiang-Wei oilfield, carries out the stop and add coagulant test, direct transport process test and parameter adjustment, completes the technological transformation of Jing-Wei segment, and improves the emergency treatment management of high water cut, etc. After the process modification, the purpose of low consumption and stable oil transfer, reducing the moisture content of crude oil, and improving the quality index of external transportation is basically achieved.

Key words: Oil pipeline; Anticoagulant test; The moisture content

Received: 2019-07-19; Accepted: 2019-08-27; Published: 2019-09-03

浅谈输油管道的工艺改造

——以江魏输油管为例

邬爱国

中石化河南油田，南阳

邮箱: wg_wuwg@163.com

摘要: 概述了河南油田输油系统目前存在的主要问题，并针对江魏输油管线出现的问题，进行了停加降凝剂试验、魏联直输流程试验和参数调整，完成了井魏段工艺改造，完善了高含水应急处理管理等。工艺改造后基本上达到并实现了低耗平稳输油，降低原油含水率，提升外输质量指标的目的。

关键词: 输油管道；降凝剂试验；含水率

收稿日期：2019-07-19；录用日期：2019-08-27；发表日期：2019-09-03

Copyright © 2019 by author(s) and SciScan Publishing Limited

This article is licensed under a [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)

International License.

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>



河南油田原油外输都采取加热输送,含水率高不仅增大了热能消耗,而且直接关系到下游的管道安全输送。为确保经济、平稳输油,确定了该油田外输管道原油含水率指标为 1.0%。为进一步降低输油单耗,提高集输系统技术及管理水平,河南油田采油一厂在改造输油管道,优化输油工艺参数,降低集输与处理工艺用能负荷,提高能量利用率方面做了大量的工作,取得了一定的成绩,但还存在部分输油管道老化,输油能耗高,外输原油含水率偏高及输油单耗高等问题,需要进一步优化工艺参数,以实现低耗平稳输油。

1 管输系统存在的主要问题

以河南油田某采油厂江河—魏岗联合站输油系统为例(以下简称江魏输油管线)。该采油厂由下二门联合站、安棚转油站(安棚站、赵洼站)、双河联合站、江河联合站及魏岗联合站等五个原油集输处理站及输油队(输油管道、唐河 2[#]站)组成。共有输油管道 6 条,总长度 72 km。其中,非保温管道长 37 km,占总长度的 51.3%。江魏线全长 44 km,承担河南油田东部原油的全部外输任务。

2003 年以来,江河联合站降低外输温度,采用加降凝剂工艺技术,同时唐河 2[#]站每年 5 ~ 10 月停炉,以降低热能费用,这样虽取得了较好的节能降耗效果,但亦存在如下问题:

(1) 江魏输油管线井魏段建于 1978 年,已经连续运行 30 年,该管道占压严重,部分管段多次腐蚀穿孔,为非保温管线,热能损耗较大,其实际损耗天然气当量为 $252.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ 。

(2) 2008 年以来,江魏输油管线压力一直居高不下,已经影响到江魏输油管线的安全运行。经取样调查分析,张店至魏岗联合站管段结蜡严重,江魏线魏岗联合站来油流量计进口结蜡厚度达 25 mm,井魏输油管道规格为 $\text{O}377 \times 7$,

DN350的管线其实际输油能力仅与DN300相当。

(3) 江河联合站管输系统加降凝剂的费用不断上涨, 2008年达到历史记录127.2万元, 日均0.35万元, 远超过年计划80万元的水平。

(4) 不得重复加热和过泵剪切, 这是降凝剂的使用要求。然而由于整个管输系统管线沿途经2次加热和多次剪切, 降凝剂的降凝作用已大大减弱。起始段管道中降凝剂实际浓度达到35~40 mg/L, 降凝幅度可达5℃~7℃, 中间段掺加原油, 管道中降凝剂实际浓度仅为15 mg/L, 降凝幅度只有2℃~3℃。

(5) 魏岗联合站江魏线来油外输采用的是旁接油罐的外输方式, 即将原油储罐作为缓冲罐, 边进边输(来油进站温度39℃~40℃, 压力0.3~0.40 MPa)。由于这种输油方式, 使得该联合站至标定站的管段不是全密闭输送。而且上游的污油及其他杂质进罐后, 沉积在罐底, 存在一定的原油损耗和清罐损失。2008年, 魏联3[#]、4[#]原油储罐底污泥水平分别上升了1.2 m, 共增加444 t。此外, 魏联外输小泵扬程高(178 m, 实际输油压力0.4~0.7 MPa), 而魏联至标定站管线建设时间长, 管线腐蚀较为严重, 2008年即发生管线穿孔1次。

(6) 2008年, 该管输系统有44天外输管道原油含水超标, 年平均原油含水率为0.706%。稀油高含水直接或间接影响了外输原油含水, 对混油含水影响亦较大。

2 工艺改造与优化

(1) 进行江河联合站停加降凝剂试验。由于江魏输油管线为非保温管道, 管道热能损耗严重, 为降低输油能耗, 采用在江联外输加降凝剂, 降低原油凝固点的措施, 将魏联进站温度降至38℃~40℃。该措施虽取得了一定的经济效益, 但通过检测分析, 江魏线原油的析蜡点为42.5℃, 即当原油温度降至42.5℃时, 就有蜡晶析出, 沉积在输油管道内壁上。江魏输油管道建于1978年, 现输油量只能在下限运行, 在一定程度上, 管道结蜡初期和管壁结蜡具有增加管道保温效果, 降低热损耗的积极作用, 但通过长期积累, 管壁结蜡厚度超过一定程度后, 缩小了管径, 降低了管道的输送效率, 导致管道回压高, 影响管道的安全平稳运行。魏联进站压力由0.18 MPa增至0.48 MPa, 江联外输压力由

1.6 MPa 增至 2.5 MPa, 电耗严重。为降低管道运行压力, 需定期将唐河 2[#] 站出站温度由 60 °C 升高至 75 °C, 运行 7 天, 对管道进行清蜡。在清蜡期间, 魏联原油进站温度最高达到 44 °C, 江联临时停加降凝剂。在升温清蜡过程中发现, 只要唐河 2[#] 站出站温度升高 5 °C, 魏联进站温度增加 3 °C, 达到 43 °C, 超过了析蜡点, 既防止结蜡, 又降低了管线运行压力, 日仅增加天然气消耗 1 300 m³, 合 1 920 元, 而 2008 年日均加降凝剂费用为 3 500 元, 故每天可产生效益 1 580 元, 每年 57.8 万元。2009 年 1 ~ 4 月开展了江联停加降凝剂试验。在进行江魏输油管道井魏段改造工程连头准备期间, 唐河 2[#] 站出站温度一直在 70 °C 运行, 期间江联停加降凝剂。至江魏输油管道井魏段改造工程连头投运后, 魏联进站温度达到 50 °C 以上, 江联彻底停加降凝剂。

(2) 江魏输油管道井魏段实行工艺改造与配套。江魏输油管道井魏段整体更换管道, 将原输油管线由 $\text{O}377 \times 7$ 石油沥青防腐管更换成 $\text{O}323.9 \times 6.4$ 泡沫黄夹克保温管道。改造后的新管线绕开唐河县城, 防止管线被占压, 停用唐河 2[#] 站。2009 年 4 月新管线投运后, 魏联收油温度达到 52 °C, 升高 12 °C; 逐步降低江联原油外输温度, 由 72 °C 降至 62 °C; 与此同时, 由于魏联江魏线来油进站温度达到 50 °C, 停用了 1[#]、2[#]、4[#] 三个原油储罐的保温蒸汽, 一是节能, 二是降低储罐温度, 减少损耗; 定期倒罐循环活动, 防止原油凝固。

(3) 完善魏联反输流程。河南油田原油产量呈逐年下降趋势, 新管线的输油量也随之下降。由于停用唐河 2[#] 站, 输油量逐年下降后, 魏联收油温度最终会低于 42.5 °C 这一析蜡点, 存在管线结蜡的可能; 而新建管线在设计上没有考虑设置清管设施, 使用单位不得不考虑如何有效延长管道安全平稳使用寿命, 增加管道应急能力。在新建管道投运连头前, 在魏联增加反输流程, 不增加设备, 利用魏联掺水泵提供动力, 利用蒸汽换热器提供热源, 增加管线 200 m, 完善了反输流程, 实现反向热力清蜡。经计算, 完全满足工艺要求。

(4) 对联合站工艺进行优化, 力求降低原油含水率。如对下二门联合站老化油处理流程进行改造, 将其原油罐底近 700 t 高含水含聚污油 (实际含油率为 2% ~ 3%) 转至 1 500 m³ 晾干池, 既改善了水质, 又提高了原油储罐利用率, 可以将污油含水率由 10% 降到 4% 左右。再如对双河联合站外输流程进行优化,

通过对该联合站原油处理系统进行分析,为保证水质指标,三相分离器的原油含水指标由 2% 提高至 4%,所有的后段处理全部由二相分离器来承担。由于二相分离器缓冲时间短,温度只有 50 ℃,沉降困难。通过试验分析,将二相分离器水出口闸门开到一定程度,将底部高含水油全部转至污油罐,即不破坏油水界面,又能有效提高二相分离器沉降脱水效果。此外还对魏联江魏线来油直输流程和原油外输流程进行优化,其油罐大呼吸量由 7 000 m³/d 降至 300 m³/d,减轻油罐大呼吸损耗,同时江魏线来油进站压力由 0.13 MPa 降为 0.11 MPa,魏联外输大泵进口压力由 -0.03 MPa 升至 0.05 MPa。

(5) 对江联外输高含水应急预案进行完善,以缩短其响应时间。河南油田原油外输系统为密闭输送,脱水系统不可避免要出现问题,如控制失灵、脱水器水室出口闸门闸板脱落等故障,这会造成江联外输高含水,而化验工的取样时间间隔为 1 h,出现高含水的情况难以及时发现。为此,对岗位人员进行培训,制定应急响应流程图,重新确定在双联来油和外输管线上已安装的自动含水分分析仪的报警值,发现双联来油和江联外输高含水情况后可及时处理。目前响应时间由 1.5 h 缩短至 0.5 h。

3 结语

针对河南油田江魏输油系统存在的主要问题,进行了工艺改造与技术优化,每年可产生巨大的经济效益,既实现了安全生产,保证了输油指标,又降低了输油能耗及油气损耗,提高了该油田油气集输管理水平。仅井楼—魏岗段工艺改造就可年节约费用 411.9 万元。但该输油系统仍然存在一些问题,亦是下一步应重点攻关的方向。

(1) 在外输含水指标控制方面,各联合站要安装来油自动含水分分析仪,引进自动放水技术,在江联原油稳定、魏联油罐增加自动放水装置。

(2) 要尽快安装与建立管道泄漏防盗监控系统。

(3) 密闭输送工艺和原油脱水处理效果的不稳定在很大程度上冲击着外输质量指标的平稳达标。

(4) 双江输油管道,江联加热炉,魏联外输小泵等部分输油管道、设施存

在低效高耗能及老化状态，需要逐步进行更换与改造。

参考文献

- [1] 刘晓燕, 刘扬, 孙建刚, 等. 输油管道运行优化研究[J]. 工程热物理学报, 2004, 25(4): 558-561.
- [2] 余建星, 雷威. 埋地输油管道腐蚀风险分析方法研究[J]. 油气储运, 2001(2): 12-19+64+3.
- [3] 潘海源. 输油管线优化运行技术研究[D]. 中国石油大学, 2007.
- [4] 祁世芳, 余建星. 输油管道安全评估模式及其在我国的应用[J]. 油气储运, 2002, 21(3): 5-9.
- [5] 董宏远. 输油管道安全管理问题与对策分析[J]. 化工管理, 2017(28): 94-94.
- [6] 孙海星. 输油管道腐蚀泄漏失效原因分析[J]. 2017(9): 135-136.