长呼原油管道低输量运行分析研究

林永刚[1]　于　涛[1]　李增材[2]

1.中国石油北京油气调控中心，北京　100007；

2.中国石油寰球工程公司，北京　100012

摘　要：加热输送原油管道低输量可使管线沿线温降增大,油品温度降低，黏度增大，流动性变差；较低的温度导致油温低于析蜡点，甚至处于析蜡高峰期，最终增大管壁结蜡厚度，减少管线有效运行管径，导致沿线摩阻增大；同时降低泵及加热炉等设备效率，增大能耗损失，不利于设备维护。对长呼原油管道油温、地温、沿线温降、凝点及沿线压力损失进行分析，确定管线结蜡最严重的两个管段，通过调整加热炉启用方式实现节能降耗，沿线油品到达末站物性满足运行要求，为在低输量运行时制定安全、节能的运行方案提供数据支持。

关键词：低输量；原油管道；压力；温度；摩阻；加热输送

DOI：10.3969/j.issn.1006-5539.2014.04.005

0　前言

低输量运行是管道接近或低于加热输送允许的最低输量,目前原油管道受油田外输计划、炼厂炼油能力等制约因素影响,低输量运行是国内管道普遍存在的问题。

长呼原油管道是中国石油第一条通过 SCADA 系统远程控制的保温原油管道，设计规模为 500×10^4 t/a,管径 DN 450,设计压力为 8.0/ 6.3 MPa,最小启输量为 230×10^4 t/a,输送长庆典型的“三高”(高含蜡、高凝点、高黏度)原油,日常运行采用加热、热处理及综合热处理三种不同输送工艺。管道投产至今,输量仅为 264×10^4 t/a 处于管线最低要求输量,当管道低输量运行时,油品流速慢，油温低于析蜡点后易造成沿线管壁结蜡,有效管径变小,同时油温降低黏度增大,油品流动性变差,摩阻增大,逐步导致管输能力下降,尤其冬季运行阶段,严重时可导致管线蜡堵、初凝等紧急工况,危及管线安全运行[1]。为此,对长呼原油管道低输量运行特点进行研究,总结低输量运行经验,根据管道低输量运行中的不稳定因素，制定安全经济的运行方案,保证管道安全、平稳运行。

1　低输量运行风险

1.1　管道基础资料

长呼原油管道里程、站间距、高程及管容,见表 1。

表 1　长呼管道里程、站间距、高程及管容

站场名称	总里程 / km	站间距 / km	高程 / m	站间管容 / m^3
油房庄站	0	0	1 538	0
鄂托克旗站	123.1	123.1	1 342	18 957.4
乌审旗站	233.8	110.7	1 369	17 047.8
达拉特旗站	357.3	123.5	1 436	19 019
土默特右旗站	443.7	86.4	996	13 305.6
呼和浩特站	561.2	117.5	1 050	18 095

1.2　沿线温降增加

冬季运行期间,加热输送油品温度与管道周围环境温度相差较大,在大温差条件下,原油向外散热快,尤其是低输量运行时,油品流速低,与周围环境热交换时间长,使下游站场进站油温进一步下降[2]。热油管道一般要求进站温度高于原油凝点 3 ℃以上,如进站温度较低,管

收稿日期：2014-03-23

作者简介：林永刚(1987-),男,吉林德惠人,助理工程师,学士,主要从事长输管道调控运行管理工作。

道由于异常事件停输时间过长，有凝管风险，所以对于高凝点低输量的原油管道保证安全经济的进站温度尤其重要。

1.3　管道摩阻增加

管道低输量运行，其沿线温降增加，使整条管线处于较低的运行温度，油品黏度增大，流动性变差。同时较低的温度导致油温低于析蜡点，甚至处于析蜡高峰期，增大管壁结蜡厚度，减少管线有效运行管径，导致沿线摩阻增大。随着沿线摩阻的增加，水力坡降线变陡峭，如需提高输量，在油温满足运行情况下，只能通过提高管线出站压力满足运行要求，但增加了管道局部超压的风险[3-4]。

1.4　管道能耗增大损坏设备

管道低输量运行，远离设计输量可导致管线有效利用率低、能耗高，同时可能会对给油泵及加热炉等设备造成一定的损害[5]。长呼原油原油管道给油泵额定流量 400 m^3/h，主泵额定流量 710 m^3/h，管线低输量运行时可能低于 350 m^3/h，偏离泵高效区，有时通过节流控制输量，而节流大多导致给油泵在不稳定区域运行，反映为振动超高等设备保护参数超限。此外长呼原油管道沿线加热炉额定流量 260 m^3/h，最小流量 160 m^3/h，各站设置 2 台或 3 台，采用并联方式运行，加热炉流量较低，为保证出站要求温度，加热炉负荷较高，造成加热炉因排烟温度过高停炉等问题。由此可见低输量运行可导致管道能耗增大，现场设备损坏等问题。

2　运行数据分析

通过 SCADA 系统采集的长呼原油管道冬季油温、地温、压力等数据，结合运行方式的调整，综合分析长呼原油管道低输量运行时油温、地温、凝点、百公里摩阻等数据，总结长呼原油管道冬季低输量运行的特点，为制定安全、经济的运行方案，实现管道安全、平稳运行和节能降耗提供理论依据。为体现长呼原油管道运行特点，其低输量运行选取从热处理到综合热处理运行时间段(2013 年 10 月~2014 年 1 月)相关数据，重点对其沿线油温、地温及摩阻数据进行分析。

2.1　油温分析

长呼原油管道冬季运行期间，点炉方式见表 2，沿线进、出站温度见图 1~2。

由图 1~2 分析可知：冬季运行期间，长呼原油管道采用热处理和综合热处理相结合的输送工艺，2013 年 10 月 1 日起，油房庄站、土默特右旗站点炉运行，10 月 7 日达拉特旗站点炉，从图 1 可以看出达拉特旗站出站温度升高约 13 ℃，相对应的从图 2 中可以看到，约 40 h 后，达拉特旗站热油头到达土默特右旗站，土默特右旗站进站

表 2　长呼原油管道冬季各站启、停炉方式

日期	油房庄站	鄂托克旗站	乌审旗站	达拉特旗站	土默特右旗站	呼和浩特站
2013-10-01	1	–	–	–	1	–
2013-10-07	1	–	–	1	1	–
2013-10-10	1	–	–	1	–	–
2013-10-28	1	–	–	2	–	–
2013-10-29	1	–	1	2	–	–
2013-11-02	1	–	1	–	1	–

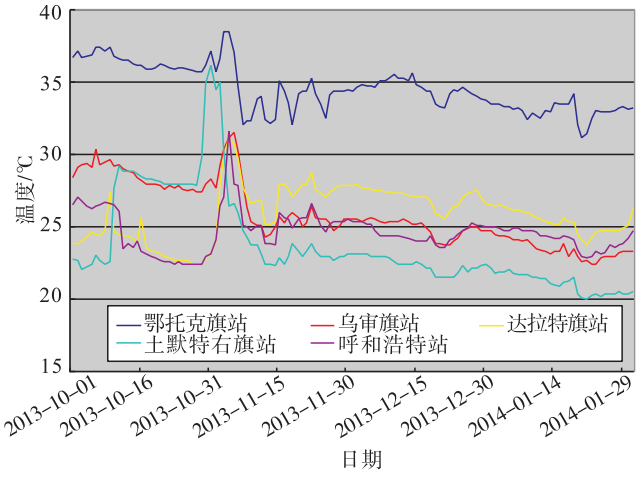

图 1　长呼原油管道沿线进站温度

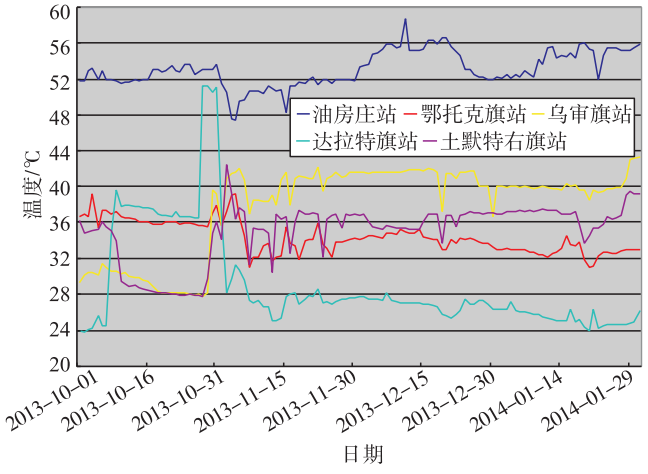

图 2　长呼原油管道沿线出站温度

温度升至 28 ℃，升幅约 6 ℃。同样，10 月 10 日土默特右旗站停炉，出站温度降为 28 ℃，约 55 h 后，呼和浩特站进站温度降至 23 ℃，降幅约 3 ℃。10 月 28 日达拉特旗站启动 2 台炉运行，出站温度升至 50 ℃，土默特右旗站进站温度升至 35 ℃，升幅约 8 ℃。10 月 29 日乌审旗站点炉运行，出站温度 40 ℃，达拉特旗站进站温度升至 29 ℃，待达拉特旗站进站温度平稳后，调整点炉方式，11 月 2 日达拉特旗站停炉，土默特右旗站点炉，出站温度 44 ℃。全线为油房庄站、乌审旗站、土默特右旗站点炉运行，随后一段时间内管线油温趋于稳定。11 月 26 日起长呼原油管道运行方式调整

为综合热处理输送，油房庄站加降凝剂，浓度 12.5 g/m³。此后运行方式不变。

可见长呼原油管道在该时间段，通过不断调整站场启、停炉运行方式，不仅控制了全线油温满足安全运行需要，也实现了节能降耗的目的。

2.2 地温分析

长呼原油管道冬季沿线地温见图 3。

由图 3 可知：进入冬季后，长呼原油管道沿线站场地温开始缓慢下降，由 17 ℃降至 5 ℃左右，下降幅度平稳，沿线各站场下降趋势及幅度基本一致。沿线各站最低地温在乌审旗站，约为 3 ℃，最高为达拉特旗站，约为 6.5 ℃，根据地温变化趋势，1 月底各站基本达到年最低地温。

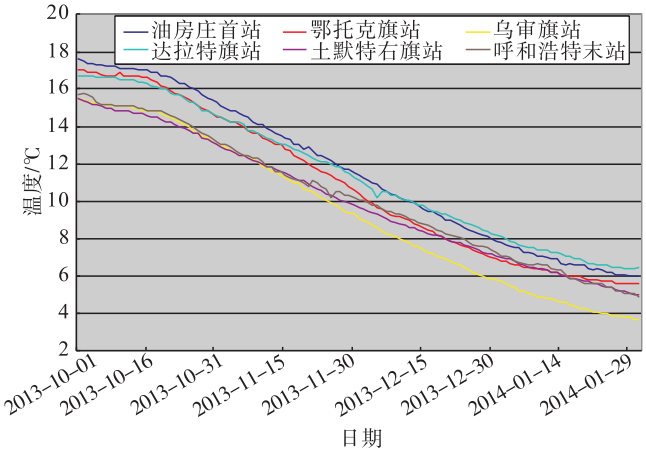

图 3 长呼原油管道冬季沿线地温

2.3 全线温降分析

长呼原油管道全线温降数据见图 4。

由图 4 可知：10 月 7~10 日土默特右旗站启动加热炉热洗管线，沿线温降有小幅度提升，由 40 ℃升至 48 ℃。10 月 28 日达拉特旗站点 2 台炉运行，10 月 29 日乌审旗站点炉运行，沿线温降大幅度升高，最高升至 71 ℃。随着 11 月 2 日达拉特旗站停炉，管道温降有所降低。此后点炉方式不再调整，在一段时间内，沿线温降缓慢升高，其主要原因是地温降低和出站温度提高。

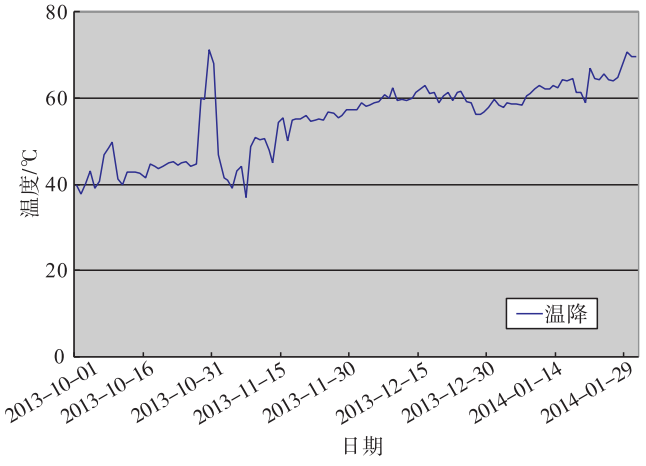

图 4 长呼原油管道全线温降

2.4 百公里摩阻分析

长呼原油管道百公里摩阻见图 5。

由图 5 可知：10 月 1 日，油房庄站、土默特右旗站点炉运行，油房庄站出站温度控制在 52~55 ℃，土默特右旗站出站温度控制在 35 ℃左右。通过地温数据可知，10 月份沿线地温开始缓慢下降，土默特右旗站进站温度由 24 ℃降至 22 ℃，处于析蜡高峰期，土默特右旗站—呼和浩特站管段百公里摩阻明显增大，由 1.5 MPa/100 km 增至 2.3 MPa/100 km。

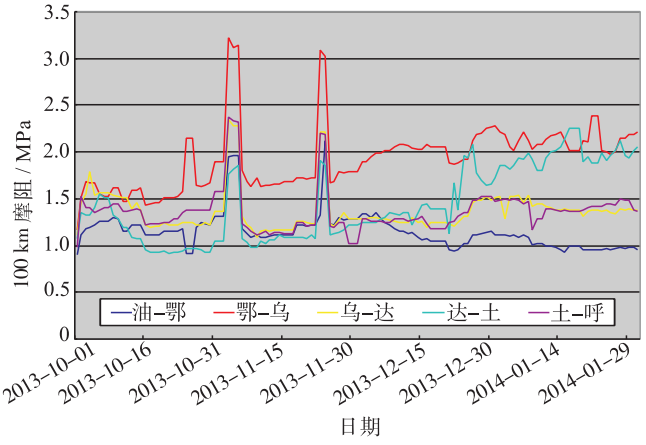

图 5 长呼原油管道百公里摩阻

为此，10 月 7 日改变运行方式，达拉特旗站点炉运行，控制出站温度 38 ℃左右，热油头到达土默特右旗站后，土默特右旗站进站温度由 22 ℃升至 28 ℃，从图 5 中可以看到，达拉特旗站—土默特右旗站、土默特右旗站—呼和浩特站两管段百公里摩阻明显减小，其中达拉特旗站—土默特右旗站管段摩阻降低幅度最大，由 2.3 MPa/100 km 降至 1.15 MPa/100 km，这是由于达拉特旗站—土默特右旗站管段油温升幅较大，管道中的蜡结晶进一步溶解在原油中，百公里摩阻下降明显。达拉特旗站上游油温比较稳定，油房庄站—达拉特旗站摩阻趋于稳定。

11 月起长呼原油管道运行方式为油房庄站、乌审旗站、土默特右旗站点炉运行，11 月 1~3 日和 21~22 日为配合呼和浩特站标定流量计，长呼原油管道提高输量至 500 m³/h，从图 5 中可以看到，管道摩阻明显增大，全线摩阻由 8 MPa 升至 13 MPa。流量计标定结束后，管道摩阻在一定时间内趋于稳定，原因为管道输量增大后，对管道蜡结晶有一定的冲刷作用，管壁沉积的蜡被冲刷后，管径变大，同时随着地温的下降，两者相互影响，管道摩阻在一定时期内趋于稳定[6-7]。

12 月以后，长呼原油管道点炉方式未再调整，由图 5 可知，各管段间摩阻有缓慢增大的趋势，这是由于此时地温下降幅度较大，管道与土壤温差增大，管壁析蜡较多，造成管道摩阻缓慢增大。

2.5　凝点分析

长呼原油管道采用热处理输送时，油房庄首站出站凝点为 18~19 ℃，呼和浩特末站凝点为 13~15 ℃；运行方式为综合热处理输送，油房庄首站加降凝剂，浓度 12.5 g/m³，出站凝点在 3~5 ℃，呼和浩特末站进站凝点为 16~17 ℃，首站加剂量改为 25 g/m³，出站凝点为 3~4 ℃，末站进站凝点为 13~15 ℃。可以看到长呼原油管道通过添加与长庆原油配伍的降凝剂后，在最佳的热处理条件下，原油物性改善效果显著，长呼原油管道首、末站凝点趋势见图 6。

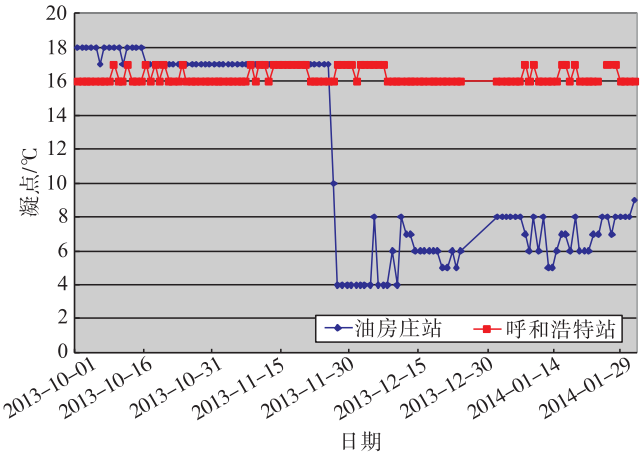

图 6　长呼原油管道首、末站凝点

3　结论

a）长呼原油管道以油房庄站、达拉特旗站点炉方式运行，乌审旗站—达拉特旗站、土默特右旗站—呼和浩特站两管段进站温度较低，约 22 ℃，析蜡较为严重，需重点关注。

b）进入 11 月份后，沿线地温下降较快，此时长呼原油管道采用油房庄站、乌审旗站、土默特右旗站点炉方式运行最优，通过控制出站温度，均能保证各站进站温度高于 22 ℃。

c）1~2 月份，长呼原油管线沿线地温下降幅度最大，1 月末接近全年最低地温，需重点关注由于地温引起的沿线油温变化。

d）长呼原油管道综合热处理输送油品，油房庄首站油品物性改良效果明显，凝点由 17 ℃降为 3~5 ℃，经过过泵剪切及反复加热后，到达呼和浩特末站后，凝点反弹至 16 ℃，趋于稳定。

e）冬季运行期间，通过配合末站呼和浩特站定期标定流量计，提高输量，可有效冲刷管壁的蜡结晶，对优化运行效果明显。

参考文献：

[1] 牛军强，张玉香. 花格管道低输量运行分析及研究[J]. 中国石油和化工标准与质量，2011，31(2)：185-186.
Niu Junqiang, Zhang Yuxiang. The Run Analysis and Research of Huage Pipeline at Low-throughput Condition [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality，2011，31 (2)：185-186.

[2] 罗塘湖. 原油管道低输量运行问题 [J]. 油气储运，1994，13(6)：13-15.
Luo Tanghu. Discussion on Low Flowrate of Oil Pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation，1994，13(6)：13-15.

[3] 董有智，吴　明，缪　娟，等. 低输量运行管道的不稳定性分析[J]. 管道技术与设备，2007，(2)：15-16.
Dong Youzhi, Wu Ming, Miao Juan, et al. Analysis of the Instability of Low-throughput Running Oil Pipeline [J]. Pipeline Technique and Equipment，2007，(2)：15-16.

[4] 张秀杰，刘天佑，虞庆文. 热油管道低输量的安全运行[J]. 油气储运，2003，22(4)：8-13.
Zhang Xiujie, Liu Tianyou, Yu Qingwen. Measures to Safely Operate Hot Oil Pipeline Run at Low-throughput Condition [J]. Oil & Gas Storage and Transportation，2003，22(4)：8-13.

[5] 尚　义，刘　松，何兆洋. 西部原油管道低输量连续运行研究[J].天然气与石油，2011，29(4)：16-19.
Shang Yi，Liu Song, He Zhaoyang. Study on Continuous Operation of Western Low Flow Rate Crude Oil Pipleline [J]. Natural Gas and Oil，2011，29(4)：16-19.

[6] 万新强，刘艳平. 铁大输油管道低输量问题的分析[J]. 油气储运，2002，21(8)：46-48.
Wan Xinqiang, Liu Yanping. Problem Analysis on the Low Throughput in Tieling-Dalian Oil Pipeline [J]. Oil & Gas Storage and Transportation，2002，21(8)：46-48.

[7] 罗旗荣，张　帆，肖博元，等. 减阻剂减阻效果的评价与分析[J]. 天然气与石油，2010，28(2)：8-11.
Luo Qirong, Zhang Fan, Xiao Boyuan, et al. Evaluation and Analysis on Drag Reduction Effect of Drag Reduction Agent [J]. Natural Gas and Oil, 2010，28(2)：8-11.