

原油集输管道低输量运行可行性评价

王晶磊¹ 翟甲子² 董林恒³ 肖彭³ 张璐璐³ 刘畅³

摘要: 以西北地区某销售公司B油库两条输油管道为研究对象, 结合采油厂来油量预测及原油物性参数, 探讨目前运行方式下输油管道的最低可运行输量。通过对输油管道进行水力及热力计算, 提出加剂输送、加热输送、双线运行改为单线增量增压输送等三个技术方案, 经过技术经济对比分析, 最终确定出单线运行方案为最佳运行方案。该方案与双线运行方案相比, 不仅每年可节约运行费用200万元, 同时也保障了原油库的安全性。

关键词: 外输管道; 低输量; 热力计算; 水力计算; 单线运行

Doi:10.3969/j.issn.1006-6896.2016.7.030

Economic Feasibility Evaluation on Low Output of Crude Oil Pipeline Running

Wang Jinglei, Zhai Jiazi, Dong Linheng, Xiao Peng, Zhang Lulu, Liu Chang

Abstract: With two pipelines Northwest Sales Company B depot as the research object, combined with oil production plant oil quantity forecast and crude oil physical parameters, calculation and analysis in the operation of oil pipeline under the minimum operation throughput. Through the pipeline of hydraulic and thermodynamic calculation results, proposed the addition agent transport, heat transport, run with a double line instead of single increment supercharging transportation and other three feasible technical schemes, through technical and economic comparison analysis, ultimately determine the single tube operation for optimal running plan. Not only provides a certain basis for the running of the low throughput pipeline, but also ensures the safe operation of the oil tank, and can save operating cost 2 million yuan every year.

Key words: outside pipeline; low output; thermodynamic calculation; hydraulic calculation; single running

随着原油的连续开采, 各油田产量不断下降, 原本正常运行的原油外输管道会逐渐接近甚至达到低输量运行状态, 致使原来的输油管道运行方案不再适用。为了确保外输管道的正常经济输送及原油库的安全运行, 必须对外输管道的运行方案进行调整以适应低输量工况的运行^[1-2]。同时, 管道输量下降, 压降也随之降低, 也会造成输油管道的热力条件变差^[3]。

1 外输管道运行现状

以西北地区某销售公司B油库于1978年6月建成投产, 一直担负着3个油田的原油储存、外输的任务, 目前共有原油储罐10座, 其中 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 储

罐8座, $5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 储罐2座, 总容量达 $26 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。原油经泵增压后经过长输管线输送至总计量站, 该油库共有两条长输管线, 管线为 $\varnothing 529 \text{ mm} \times 7 \text{ mm}$, 全长42.5 km, 年设计输量为 $2 \times 10^7 \text{ t}$, 外输温度为 $37 \text{ }^\circ\text{C}$, 高于凝点温度 $5 \text{ }^\circ\text{C}$ ^[4-5]。

由于油田总产量下降, 目前外输管道的输量小于最大输量的一半, 压降下降较大, 热力条件也严重恶化。根据近一年的数据统计, B油库最低出站温度已经达到 $41 \text{ }^\circ\text{C}$, 同时总外输计量站的进站温度也仅比最低允许进站温度高 $0.8 \text{ }^\circ\text{C}$ (为 $33.8 \text{ }^\circ\text{C}$), 同时相关管段部位 (如输油管道末端、进流量计之前管段等) 出现严重的结蜡现象, 已经严重影响到外输管道的安全运行^[6-8], 必须及时采取

¹中国石油天然气管道局东南亚项目经理部 ²中国石油天然气管道局锦州国储石油基地有限责任公司

³中油管道物资装备总公司

相应的措施。

2 输送方案可行性分析

实验用原油密度为 0.8668 g/cm^3 ，含硫量为 0.105% （质量分数），含蜡量为 31.13% ，胶沥青质含量为 10.25% ，析蜡点为 $42.3 \text{ }^\circ\text{C}$ ，凝点为 $31.4 \text{ }^\circ\text{C}$ ，初馏点温度为 $64 \text{ }^\circ\text{C}$ ，反常点温度为 $38 \text{ }^\circ\text{C}$ 。根据输油管道的水力及热力计算结果，确定出3个可行技术方案，即加剂输送、加热输送、双线运行改为单线增量增压输送，经过技术经济对比分析，以确定出最优运行方案^[9-10]。

2.1 加剂运行

根据相关文献资料^[11]可知，如加入 0.02% GY 型降凝剂到含蜡原油中，然后经过 $65 \text{ }^\circ\text{C}$ 高温综合处理后，原油凝点温度可以下降约 $10 \text{ }^\circ\text{C}$ ，即原油凝点下降可以使原油的进站温度下降同样的度数。则不加剂输送时所允许的出站输送距离为

$$L_0 = \frac{Q\rho c}{K_0\pi D} \ln\left(\frac{T_{h0} - T_0}{T_{k0} - T_0}\right) \quad (1)$$

同样，如果加剂输送时，则所允许的输送距离为

$$L_1 = \frac{Q\rho c}{K_1\pi D} \ln\left(\frac{T_{h1} - T_0}{T_{k1} - T_0}\right) \quad (2)$$

式中： T_0 为地温， $^\circ\text{C}$ ； ρ 为原油密度， g/cm^3 ； c 为原油比热容， $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ ； Q 为输量， m^3/s ； T_{h0} 、 T_{k0} 为不加剂出、进站温度， $^\circ\text{C}$ ； K_0 、 K_1 为传热系数， $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ； T_{h1} 、 T_{k1} 为加剂出站、进站温度， $^\circ\text{C}$ ； L_0 、 L_1 为允许出站、输送距离， m ； D 为管径， m 。

比较式 (1) 和式 (2)，可以得到

$$L_1/L_0 = \frac{K_0}{K_1} \frac{\ln\left(\frac{T_{h1} - T_0}{T_{k0} - T_0}\right)}{\ln\left(\frac{T_{h0} - T_0}{T_{k0} - T_0}\right)} \quad (3)$$

低输量运行的加热输送非保温管道，需要通过减小热站间距 L_0 或增加进站温度 T_{k0} 来维持所需的温度场，若采用加剂综合处理进行输送，原油凝点降低会导致 T_{k1} 大大低于 T_{k0} ，且由于管道长期处于低输量低温运行会使管壁存有较厚的结蜡凝油层，致使 K_1 远小于 K_0 。因此，尽管低输量运行时， T_{h1} 与 T_{h0} 相差不大，但 (L_1/L_0) 依然大于1。

如果选择加入 0.005% GY 型降凝剂到两条输油管道中，年输量以 $756 \times 10^4 \text{ t}$ 计算，根据市场降凝剂价格（大约 22000 元/t ），计算得到每年需要加入 380 t 左右的 0.005% GY 型降凝剂（约 840 万元 ）。至于热力条件，由于外输管道站间距较小，仅 42.5

km ，只需原油达到 $50 \text{ }^\circ\text{C}$ 即可外输，但是加剂方案必须对部分设施进行改造，增加一定初期投资，显然加入降凝剂运行方案不经济。

2.2 加热运行

原油管输经济运行的数学模型是以总能耗费用 S 为目标函数，由燃料费用 S_R 和动力费 S_D 两部分组成，如图1所示。从图1可以明显看出， S_z 存在一个最小值 $S_{z\min}$ ，对应于此值的温度即为可经济运行的温度 t_f 。在一定的输量、站间距条件下，每给定一个进站温度 t_2 ，便会有相应的出站温度 t_1 、扬程 H ，从而可求出燃料费、动力费及总能耗费。其目标函数的表达式为 $S_z = S_R + S_D$ 。

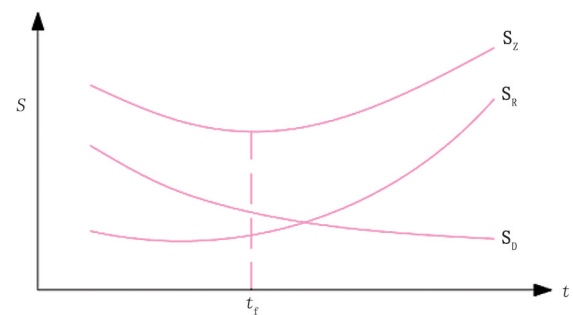


图1 S_z 、 S_R 、 S_D 三者与 t 的关系

对应的约束条件为： $t_2 > t_{\text{凝}}$ 、 $t_1 < 65 \text{ }^\circ\text{C}$ ，根据工艺要求确定 Δh ， $H \leq \text{管强允许值}$ 。

基于上述双线加热经济运行的数学模型，进行水力计算及热力计算，得到双线加热经济运行工艺计算及耗电量计算结果（表1）。

表1 双线加热经济运行工艺计算及耗电量计算结果

年	输量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$)	出站温 度/ $^\circ\text{C}$	总外输 温度/ $^\circ\text{C}$	进站出 站压力/ MPa	电负荷/ kW	耗电量/ ($10^4 \text{ kWh} \cdot \text{a}^{-1}$)
2006	829	50.82	37.33	0.68	23.89	21.12
	1 244	50.82	41.42	1.15	59.42	52.12
2007	805	50.7	36.92	0.66	22.45	19.66
	1 206	50.7	41.15	1.12	55.36	48.52
2008	781	50.90	36.61	0.65	21.04	18.42
	1 172	50.90	40.96	1.04	51.43	45.06
2009	750	50.89	36.23	0.57	18.24	15.96
	1 126	50.89	40.68	1.00	47.13	41.25
2010	725	51.14	35.82	0.56	17.06	14.97
	1 088	51.14	40.43	0.95	43.52	38.12

经计算，2006年以后油库来油温度、总外输计量温度和进站温度均能满足要求，并且采取上述措施后，油库来油混合温度可以达到 $53.3 \text{ }^\circ\text{C}$ ，外输温度为 $46.25 \text{ }^\circ\text{C}$ ，完全可以满足外输热力条件。

2.3 单线增量增压输送

2.3.1 水力热力计算

如采用单线运行工艺，由于热力条件完全满足

管道输送条件, 无需对输油管道采取加热等措施。且当原油输量降低约一半时, 即 460×10^4 t/a, 要顺利输送原油至终点站也只需使原油出库温度达到 42°C 即可。单线运行方案技术参数如表2所示。

表2 单线运行方案技术参数

年	输量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$)	出站 温度/ $^\circ\text{C}$	总外输进站 温度/ $^\circ\text{C}$	出站压力/ MPa	电负荷/ kW	耗电量/ ($10^4 \text{kWh} \cdot \text{a}^{-1}$)
2005	892	40.06	29.65	0.74	893	40.06
	1 340	40.06	32.85	1.50	1 340	40.06
2006	804	50.8	43.4	1.64	55.31	48.45
	1 206	50.8	45.7	3.09	155.65	136.25
2007	782	50.92	43.2	1.58	51.23	44.85
	1 172	50.92	45.6	2.93	143.18	125.45
2008	751	50.96	43.1	1.48	46.63	40.85
	1 126	50.96	45.6	2.75	129.76	113.67
2009	728	51.03	42.8	1.42	42.88	37.56
	1 088	51.03	45.4	2.62	118.66	103.95

目前已建有4台排量为 550 m^3 的外输泵, 其中扬程为 250 m、300 m 各2台, 因此, 如果年输量降低至 750×10^4 t, 只需要出库油温达到 39°C 便可以完全满足管输要求。同时, 该油库有 KDY550-75 \times 4、KDY550-75 \times 4A 型外输泵各两台, 可分别提供扬程 300 和 250 m, 也可以完全满足管线运行所需的压降, 输油泵也在高效区内运行。

2.3.2 最佳时机的选择

为合理确定该油库单线运行的时机, 掌握单线运行参数, 进行了长输管道单线运行实验, 记录数据如表3所示。这里实验中所采用的2[#]、3[#]泵均为 KDY550-75 \times 4A 型, 根据实验数据可以看出, 输油排量为 $1 034 \text{ m}^3/\text{h}$, 泵提供的扬程为 259 m; 一旦输量增加, 输油管线中流量发生波动变化时, 可以采用 KDY550-75 \times 4 型的输油泵, 其扬程为 300 m, 可以用来满足生产需要。因此, 在 2005 年时改双线运行行为单线运行是最佳时机。

表3 单线运行实验记录数据

时间/h	输量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1})$	温度/ $^\circ\text{C}$		汇管压力/m		$P_{\text{进口}}/\text{m}$	$P_{\text{出口}}/\text{m}$	
2	2 068	t_1	t_2	P_1	P_2	25	2 [#] 泵	3 [#] 泵
		43.5	37.8	253	25		263	284

3 方案优选

根据单线及双线的经济运行特性参数, 可以计算出两者经济运行所需的年运行费用。若进行单线运行, 需要购置排量为 550 m^3 、扬程为 400 m 的外输泵 2 台, 共计 70 万元; 若进行双线运行时, 需要购置 2.5 MW 真空加热炉 1 台, 共计 122 万元, 并假设设备在 2005~2015 年内平均折旧完毕。天然气价

格按 $1 \text{ 元}/\text{m}^3$, 电价格按 $0.5 \text{ 元}/(\text{kWh})$ 计算, 表4为各年单、双线运行的年运行费用(其中合计包含折旧费用)。

表4 各年单、双线运行的年运行费用

年	输量/ ($10^4 \text{ t} \cdot \text{a}^{-1}$)	双线运行/万元			单线运行/万元	
		天然气费用	电能费用	合计	电能费用	合计
2005	756	205.57	491.72	709.58	525.42	532.42
2006	696	210.46	461.41	684.12	470.76	477.68
2008	654	212.67	439.56	664.52	431.95	438.86
2010	623	215.25	422.28	649.62	407.86	414.86
2015	462	235.54	349.88	597.58	293.32	300.32

通过表4可以看出, 2005年以后, 双线运行明显没有单线管运行经济, 且采用单线运行每年可比双线运行节省资金 200 万元, 因此最终确定单线运行行为最佳运行方案。

参考文献

- [1] 李立, 高艳清. 魏荆输油加降凝剂低输量运行工艺研究[J]. 油气储运, 2003, 22 (4): 31-34.
- [2] 马铁轮, 张显武, 董宝山, 等. 大庆油田原油储运系统问题及对策[J]. 石油规划设计, 2003, 14 (4): 43-45.
- [3] 任继善. 热油管道运行费用问题分析[J]. 油气储运, 2003, 22 (12): 35-43.
- [4] 丁芝来, 梁静华, 赵晓东. 低输量加剂输送管道安全经济运行的基本原理[J]. 油气储运, 1994, 13 (3): 18-22.
- [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, 30 (4): 11-12.
- [6] 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 (2): 10-11.
- [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): 24-25.
- [8] 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): 22-23.
- [9] 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): 8-9.
- [10] 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): 21-22.
- [11] 罗塘湖. 原油管道低输量运行问题[J]. 油气储运, 1994, 13 (6): 13-15.

作者简介

王晶磊: 工程师, 大学本科, 2005年毕业于辽宁石油化工有限公司, 从事设计及项目管理工作, 13731634012, wangjinglei@cnpc.com.cn, 河北省廊坊市广阳区广阳道 87 号, 065000。

收稿日期 2016-04-06

(栏目编辑 焦晓梅)