

长输油管道模拟计算与运行数据研究

冯树元^{1*}, 杨宁², 李凯², 张燕霞¹, 王纪念¹, 周大伟¹

(1. 中国石油管道局工程有限公司天津分公司, 天津 300457;

2. 中国石油管道局工程有限公司, 河北 廊坊 065000)

摘要:通过分析研究津华线实际运行数据,并结合模拟计算过程可知,油品的黏度、环境温度、总传热系数,是输油管道水力、热力计算的关键参数,在设计过程中要尽量取得较为准确的黏温数据、沿线地温数据,并分析管道传热系数随管道沿线土壤、埋深等的变化,从而提高计算的准确性。

关键词:模拟计算;运行数据;准确性

中图分类号:TE832

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2017)04-0212-02

DOI:10.16606/j.cnki.issn.0253-4320.2017.04.052

Study on simulation and operation data of long distance oil transmission pipeline

FENG Shu-yuan^{1*}, YANG Ning², LI Kai², ZHANG Yan-xia¹, WANG Ji-nian¹, ZHOU Da-wei¹

(1. China Petroleum Pipeline Engineering Company Limited Tianjin Branch, Tianjin 300457, China;

2. China Petroleum Pipeline Engineering Company Limited, Langfang 065000, China)

Abstract: By analysis of the operation data of Jinhua Pipeline and the simulation calculation, oil viscosity, temperature, whole heat transfer coefficient are the key parameters of hydraulic and thermal calculation of pipeline. In order to improve the accuracy of the calculation, accurate viscosity data, ground temperature data along the pipeline and variation of the whole heat transfer coefficient along with soil and buried depth should be obtained in the design process.

Key words: simulation calculation; operation data; accuracy

长输油管道工程设计的基础是工艺模拟计算,目前国内外长输油管道设计大多采用德国 Germanischer Lloyd (GL)工业服务公司的 SPS9.8 (stoner pipeline simulator)软件对输油管道设计、自动化控制进行模拟,该软件已经在天津港—华北石化原油管道工程(以下简称“津华线”)设计过程中应用,目前该项目已于2016年3月27日正式投产冀东原油。通过对投产实际运行数据与设计阶段软件模拟结果进行对比,找出二者的偏差并分析偏差的原因,对计算模型进行修正,可为将来同类项目设计计算积累宝贵的经验,提高设计的精度。

津华线目前以输量 230 m³/h 工况运行,输送油品均为冀东原油,分别采用首站增压、加热、加剂,中间站二次加热的运行方式。

1 模拟计算及实际运行数据

冬季,SPS 模拟水力、热力计算结果见表 1^[1]。

表 1 冬季时 SPS 模拟水力、热力计算结果表

| 站场名称 | 里程/ km | 高程/ m | 进站温 度/℃ | 出站温 度/℃ | 进站压 力/MPa | 出站压 力/MPa |
|---------|-----------|----------|------------|------------|--------------|--------------|
| 汇鑫油库 | 0 | 7 | 34.0 | 65.0 | — | 1.39 |
| 青县中间热泵站 | 111.5 | 5 | 21.8 | 47.0 | 0.72 | 0.70 |
| 任丘合建站 | 188 | 8 | 26.0 | — | 0.40 | — |

注:加剂冀东原油温度降至 21℃ 后,需要二次升温至 45℃ 才能将冀东原油的凝点降至 16℃,因此,中间站需要加热至不低于 45℃。地温按 5℃ 计算。

冬季,实际运行数据见表 2。

表 2 冬季时实际运行水力、热力数据表

| 站场名称 | 里程/ km | 高程/ m | 进站温 度/℃ | 出站温 度/℃ | 进站压 力/MPa | 出站压 力/MPa |
|---------|-----------|----------|------------|------------|--------------|--------------|
| 汇鑫油库 | 0 | 7 | 34.0 | 65.6 | — | 1.15 |
| 青县中间热泵站 | 111.5 | 5 | 28.8 | 50.2 | 0.83 | 0.73 |
| 任丘合建站 | 188 | 8 | 32.14 | — | 0.54 | — |

注:管道沿线测量地温为 8~11℃。

夏季,SPS模拟水力、热力计算结果见表3^[1]。

表3 夏季时SPS模拟水力、热力计算结果表

| 站场名称 | 里程/ km | 高程/ m | 进站温 度/℃ | 出站温 度/℃ | 进站压 力/MPa | 出站压 力/MPa |
|---------|-----------|----------|------------|------------|--------------|--------------|
| 汇鑫油库 | 0 | 7 | 34.0 | 60.0 | — | 1.18 |
| 青县中间热泵站 | 111.5 | 5 | 30.3 | 30.0 | 0.68 | 0.68 |
| 任丘合建站 | 188 | 8 | 24.5 | — | 0.40 | — |

注:地温按21℃计算。

夏季,实际运行数据(以7月5日数据为例)见表4。

表4 夏季时实际运行水力、热力数据表

| 站场名称 | 里程/ km | 高程/ m | 进站温 度/℃ | 出站温 度/℃ | 进站压 力/MPa | 出站压 力/MPa |
|---------|-----------|----------|------------|------------|--------------|--------------|
| 汇鑫油库 | 0 | 7 | 34.0 | 56.8 | — | 1.35 |
| 青县中间热泵站 | 111.5 | 5 | 30.79 | 45.73 | 1.00 | 0.88 |
| 任丘合建站 | 188 | 8 | 31.78 | — | 0.63 | — |

注:管道沿线测量地温为22~24℃。

2 数据偏差及原因分析

2.1 水力数据偏差

从上述计算数据与实际运行数据对比可以看出,两者偏差较小,差值系数均在0.2以下,本着安全、可靠的原则,模拟计算取值合理,计算可靠。

管道内沿程水力摩阻计算公式为:

$$h = \lambda(L/d) \cdot (V^2/2g)$$

$$V = 4Q_v/pd^2$$

式中, h 为管道内沿程水力摩阻损失,m; λ 为摩阻系数; L 为管道长度,m; D 为输油管道的内直径,m; V 为原油在管道内的平均流速,m/s; G 为重力加速度,9.81 m/s²; Q_v 为平均温度下的原油流量,m³/s。

从上述数据可以看出,实际运行中管道沿程摩阻较低。从水力计算公式可知,管道的沿程摩阻主要与管道长度、管道规格、输量、油品黏度、流态等相关,管道长度、规格、输量计算与实际运行没有差异,偏差原因主要在于油品黏度。SPS模拟计算中,采用的黏度数据来自管道公司科技中心提供的冀东原油加剂改性后黏温曲线表,为实验室数据,该数据与实际运行中介质黏度数据必然存在差异,从实际运行数据来看,现场加剂效果优于实验室静态实验,冀东原油黏度低于实验室数据,水力条件较好,沿程摩阻也比计算值较低。

2.2 热力数据偏差

从上述计算数据与实际运行数据对比可以看

出,实际运行工况下的温降小于计算工况下的温降,本着安全、可靠的原则,计算取值合理。

管道考虑摩阻损失的热效应,管道的温降按下式计算:

$$(t_1 - t_0 - b)/(t_2 - t_0 - b) = e^{at}$$

$$b = ig/(C \times a)$$

$$a = K\pi D/q_m C$$

式中, t_1 为管道起点原油温度,℃; t_2 为管道终点原油温度,℃; t_0 为管道中心处最冷月平均地温,℃; L 为管道长度,m; I 为流量为 q_m 时的水力坡降,m/m; G 为重力加速度,9.81 m/s²; C 为输油平均温度下原油的比热容,J/(kg·℃),取2100; K 为总传热系数,W/(m²·℃); D 为管道的外直径,m; q_m 为原油流量,kg/s。

从上述数据对比可以看出,实际运行中温降较小。从热力计算公式可知,管道的沿程温降与管道长度、管道规格、输量、环境温度、起点温度、总传热系数、比热容等相关,分析上述数据可知,偏差原因主要在于环境温度、总传热系数。

首先,根据测得的数据,实际环境温度高于计算环境温度,而环境温度越高,管道沿程温降越小。

其次,总传热系数,从实际运行数据反算得出总传热系数可知,实际运行中,管道每段的传热系数均不同,传热系数是一个复杂的参数,随着管道内介质的流态、周围土壤条件、管道埋深等变化而变化,模型计算中,基本按照水域穿越不保温段和埋地保温段2种情况考虑,传热系数是2个恒定值。从实际运行数据来看,实际总传热系数比模拟计算中采用的总传热系数小。

3 结论

从上述分析可以看出,首先,模拟计算结果较为保守,与实际运行数据偏差不大,在合理取值范围内。其次,对于输油管道水力、热力计算,油品的黏度、环境温度、总传热系数,是计算中非常关键的参数,在设计过程中尽量取得油样,进行试验并得出较为准确的黏度数据对于水力计算结果至关重要,同时应取得沿线地温数据,并分析管道传热系数,尽量根据管道沿线土壤、埋深等变化分段取值,从而提高热力计算的准确性。

参考文献

[1] 中国石油天然气管道工程有限公司天津分公司. 天津港—华北石化原油管道工程工艺计算书[Z]. 2015. ■