

埋地热油管道投产方案模拟分析

李海涛*

(中国石油天然气管道局国内事业部,河北廊坊065000)

摘要:为获得原油预热投产的经济环保方案,对某即将投产管线进行热力学仿真计算。通过建立SPS仿真模型并分析计算结果后发现,在投产过程中,末端流体温度随着预热投产时间先上升而后下降至平稳温度,末端流体密度先保持平稳而后迅速下降至稳定。选取油水混合物进站温度高于原油凝点3℃为边界条件,且综合考虑预热时间、用水量后确定了最优的投产方案,为现场操作提供技术支持。

关键词:埋地热油管道;投产;模拟;经济方案

中图分类号:

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2016)06-0195-02

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2016.06.048

Simulation analysis of commission process of a buried hot oil pipeline

LI Hai-tao*

(China Petroleum Pipeline Domestic Division, Langfang 065000, China)

Abstract: In order to get an economic scheme of preheating pipeline, pipeline simulation software SPS is used to analyse the preheating process. According to the result calculated by SPS, the fluid temperature is firstly increased and then decreased to a stable temperature, with the increase of preheating. The fluid density goes steadily at first and then decreases a lot to a new stable value. The economic scheme is determined by choosing the reasonable oil condensation point as 3℃ higher than the temperature of oil/water mixture at the end of the pipeline. Considering preheating time and the amount of hot water, the optimal and economic scheme is finally screened out.

Key words: hot oil pipeline; put into production; simulation; economic theme

埋地热油管线在投产过程中,若土壤层温度较低,管线内原油的热量不断向外扩散,周围土壤层温度逐渐上升,而原油温度不断下降,原油的流动性变差。因此部分原油管道在投产前往往会采取其他措施,如预热投产、添加化学药剂投产、冷启动等^[1]。其中预热投产是常用投产方式,其目的是在原油进入管道前先建立温度场,并且预热流体温度满足要求后,才投入原油^[2]。梁江等^[3]、杜艳萍等^[4]在热油管道投产前利用仿真模拟软件SPS对整个投产过程进行分析。本文中通过使用软件分析投产过程,确定出合理的投油时间和预热介质总量,为现场提供技术支持。

1 投产管道概况

中国西部地区某管道长约50 km,投产时地温约在8℃,计划采用预热投产。计划投产方案为管线完成试压后进行预热,首站以100 m³/h的流量输

送60℃的热水,10 h原油开始投产,直至稳定。投产原油的性质如表1所示,原油密度为840 kg/m³,40℃下的黏度为40 mP·s,热处理温度50℃时的凝点为20℃,原油含蜡量为14.83%,属于高含蜡原油。

表1 投产过程压力结果

运行时间/h	输水过程首站压力/MPa	输油过程首站压力/MPa
0.2	2.63	2.61
0.5	2.62	2.55
5.0	2.57	2.34
10.0	2.56	2.22

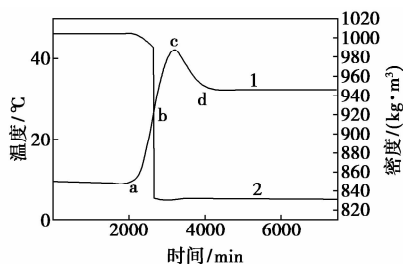
管道中有首站、末站2座,其中首站可加热、加压。管线可承压6.0 MPa。本文中采用SPS软件对原油管道投产过程进行分析。SPS(stoner pipeline simulator)软件是一款常用的长距离管道输送模拟软件,可以分析原油管道的多种工况。软件使用的

方法是首先建立一个与实际管道相符的模型,并编写 INTRAN 文件控制仿真计算以实现对现实工况的模拟。

2 投产初始方案工况数值模拟

管线投产前首先输送 10 h 60℃ 热水,热水流量为 100 m³/h。热水输送结束,转为原油输送,输送原油的温度为 60℃,流量为 120 m³/h。

根据前面建立的 SPS 软件模型进行计算,计算后导出部分数据进行分析。图 1 为在原油投产过程中末站流体的进站温度与末端流体密度随时间变化情况。



1—温度;2—密度

图 1 初始方案中末站流体温度、密度随时间变化情况

在图 1 中可以看出,本次投产过程中末端原油的温度可以分为以下几个阶段。①a~b 阶段,从 a 点开始末端流体的温度迅速上升,这是因为首站的热水开始进入末站。末端流体密度在 b 时刻急速下降,表示原油、水混合物开始抵达末端。a~b 阶段为热水预热过程。②b~c 阶段末端流体温度继续上升,在 c 时刻达到最大值。③c~d 阶段,末站原油的温度开始下降。最终趋于平缓。颇为关注的是原油进入末站时的温度,从图 1 中可以看出原油初入末站时,温度最高约为 42℃,随着投产时间原油的温度开始下降,下降至 d 点约 32.0℃ 时趋于平缓。整个投产过程中管内原油温度都高于原油的凝点。因此此方案的预热投产在热力工况上是可行的。

根据水力工况计算结果(见表 1),首站提供的压力均在泵允许扬程范围内,因此本次投产过程满足水力工况要求。

在整个投产过程中需要淡水 1 000 t,虽然成功完成投产,但从整体投产过程中温度变化来看,此方案仍有节能的空间。

3 节能投产方案

选择原油投产时机为油水混合物进站温度 = 投产原油凝点 + 3℃,本文中同样选择该条件作为原油投产时机。整个投产过程中,投入热水时间成为计算的关键。具体计算方法为在前面所建立的管道模型上进行计算。管道在投入 t 时间的热水后,原油进入管道,若油水混合物进站温度大于或小于投产原油凝点 + 3℃,则调整 t 为 t - Δt 或 t + Δt,直至符合预热时机的条件。

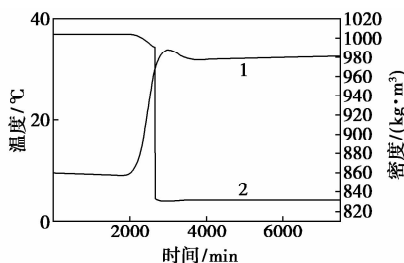
选取预热水温度仍为 60℃,热水流量分别为 100、80、60、50 m³/h 4 种节能方案,根据前文所选的边界条件,计算出预热热水的最少需要量及预热时间。计算结果如表 2 所示。

表 2 各种投产方案所需热水情况

	预热投产方案		投入热水所需至少时间/h	热水需要量/m ³
	投产热水温度/℃	投产热水流量/(m ³ ·h ⁻¹)		
节能方案 1	60	100	7.0	700
节能方案 2	60	80	8.5	680
节能方案 3	60	60	11.5	690
节能方案 4	60	50	14.0	700

根据表 2 所示,综合考虑预热时间、热水需要量等因素,采用热水温度为 60℃,流量为 100 m³/h,预热时间为 7 h(节能方案 1)的预热方案。其优点是,相较于其他方案其预热时间短,且热水需要量与节能方案 2~4 相差不多。

图 2 为节能方案 1 整个投产过程中,末端流体温度-密度变化示意图。热水投产 7 h 后投入原油,管道末端原油的温度随之上升。在投产 15 h 后原油到达管道末端。整个投产过程与初始方案(以 100 m³/h 的流量输送 10 h,水温 60℃)节约淡水资源 300 t。



1—温度;2—密度

图 2 节能方案 1 管道末端流体温度、密度变化情况

委托中石油管道科技研究中心进行冀东原油降凝剂的相关研究。管道科技研究中心先后完成了《天津港-华北石化管道不同输送方式下原油流动性实验报告》(2011. 12. 12)、《冀东油田陆上原油物性测试报告》(2013. 12)和《冀东原油添加 JD1#降凝剂重复加热及稳定性实验报告》(2015. 3. 18)。

《天津港-华北石化管道不同输送方式下原油流动性实验报告》从热处理、加剂热处理、加剂热处理再急冷3种方式和使用4种不同的降凝剂,对冀东原油改性进行研究。此报告最终结论为:冀东原油当采用加剂热处理方式时,热处理温度宜控制在65℃左右。若实施加剂热处理再急冷的方式,则当热处理温度选择60℃左右,急冷终温可控制在40~45℃时,可取得与加剂热处理基本相同的结果。因而,参照目前实验的结果,推荐天津港-华北石化管道采用加剂热处理再急冷的方式^[3]。根据津华线全线温降计算的情况,首站出站温度至少为65℃,因此,津华线低输量运行时,最终推荐的加剂方式为加剂热处理方式,药剂为JD1#降凝剂,加剂质量分数为 50×10^{-6} 。

2013年下半年,津华线正式开始初步设计工作,为保证降凝剂的安全使用,津华线建设方再次委托管道科技研究中心对冀东原油的降凝剂进行研究。根据《冀东油田陆上原油物性测试报告》的结论,在热处理温度为60℃,添加JD1#降凝剂质量分数为 50×10^{-6} 的条件下,冀东陆上原油的凝点可降低到16℃^[4]。其结果与2011年的报告结果基本一致。

津华线低输量期间,需要在中间站进行加热,以确保管道全线的热力系统满足输送要求。若反输冀东原油,也需要加热输送,相当于冀东原油会出现3

次温升的情况。因此,需要对加剂温度回升的影响进行研究。根据此要求,管道科技研究中心于2015年完成《冀东原油添加 JD1#降凝剂重复加热及稳定性实验报告》,报告结论为:①冀东空白油凝点为21~24℃,添加质量分数 50×10^{-6} 的JD1#降凝剂经60℃热处理后凝点为8~9℃。②对于加剂油的二次回升温度,当二次回升温度在30~40℃时,引起原油流变性恶化,加剂原油的降凝降黏效果不理想(凝点为17~20℃,趋向于空白原油);当二次回升温度大于45℃时,降凝降黏效果显著,不会引起原油流变性恶化,与60℃综合热处理的效果相当(凝点为7~8℃)。③对于加剂油的三次回升温度,冀东加剂油经首站60℃综合热处理后,中间站二次加热温度为45℃时,经历管道全程慢速降温到达任丘末站后凝点为8℃,在此基础上于20℃下静置4d后,三次回升温度50℃,然后经历从任丘末站到中间站的反输流程慢速降温后加剂效果仍然显著,凝点为9℃^[5]。从报告结论可知,冀东原油二次温升温度至少为45℃,三次温升温度至少为50℃,才能保证冀东原油加降凝剂后的稳定性。

1.3 现场试验

津华线投产前,华北石化所需的冀东原油是通过秦京线和任京线管输而来。为了验证冀东原油经历现场工业化的降凝剂注入、加热炉加热、泵的混合及经历管道全程流动剪切后流变性的变化,验证冀东油加剂热处理室内试验结果的可靠性,管道科技研究中心在高迁线(高尚堡-迁安)进行了现场试验,并于2014年4月份完成了《冀东油田高迁线添加降凝剂现场试验报告》。在高迁线首站设置注入点,并在首站、中间站和末站分别设置取样点,对加剂后的油品进行凝点等参数的测试。现场加剂试验

(上接第196页)

4 结论与展望

(1)通过仿真软件SPS对原油管道投产过程进行了模拟分析。分析表明,初始方案的预热投产过程中,预热介质抵达末端后,管线末端温度迅速上升,原油投入管道后,末端流体温度继续上升直至达到最高点后逐渐下降并趋于平缓。

(2)通过软件计算得到了原油管道预热投产的经济运行方案满足投产所需的热力工况,并且能够

比初始方案节约300 t淡水资源和一定的热能。

参考文献

- [1] 杨筱衡. 输油管道设计与管理[M]. 东营:中国石油大学出版社, 2006:216-223.
- [2] 孙超,王为民,晏金龙. 埋地热油管道正向预热过程的计算与分析[J]. 管道技术与设备, 2008, (2): 15-17.
- [3] 梁江,于颖. 原油外输管道投产方案研究[C]. 中国油气管道安全运行与储存创新技术论坛, 2010:574-580.
- [4] 孙超,王为民,晏金龙. 应用SPS软件模拟输油管道预热投产过程[J]. 油气田地面工程, 2014, 33(8): 32-33. ■