

原油输送管道节能经济运行规范

中国石油天然气集团公司企业标准 (Q/CNPC42-2001)

1 范围

本标准规定了原油输送管道供电、动力、热力、工艺系统节能经济运行的技术要求和管理措施。

本标准适用于长距离原油输送管道和油田原油外输管道。

2 引用标准

下列标准所包含的条文,通过在本标准中引用而构成为本标准的条文。本标准出版时,所示版本均为有效。所有标准都会被修订,使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

GB/T 3485-1998 评价企业合理用电技术导则

GB/T 4272-1992 设备及管道保温技术通则

GB/T 13466-1992 交流电气传动风机(泵类、压缩机)系统经济运行通则

GB/T 13469-1992 工业用离心泵、混流泵、轴流泵与旋涡泵系统经济运行

GB/T 15317-1994 工业锅炉节能监测方法

SY/T 6275-1997 石油企业节能监测综合评价方法

3 定义

本标准采用下列定义。

3.1 供电系统 electricity supply system

由供电线路、变压器等组成的为输油站提供电能的系统。

3.2 动力系统 power system

由输油泵、原动机、连接装置及其辅助设备组成的用于管输原油加压的系统。

3.3 热力系统 thermal system

由供热设备(加热炉、锅炉)、用热终端设备、供热管网及其辅助设备组成的用于管输原油加热,输油站内生产、生活供热的系统。

3.4 原油输送管道节能经济运行 ecaloperation for crude oil pipeline

原油输送管道供电系统、动力系统、热力系统和工艺系统在满足管道生产要求、运行安全可靠的前提下,通过科学管理和技术改进,使系统在高效、低耗状态下运行。

4 供电系统的节能经济运行

4.1 提高功率因数,降低电能损耗

4.1.1 安装功率因数监测表,功率因数未达到0.9以上者,应进行无功补偿。

4.1.2应采取无功功率就地补偿技术,根据所需补偿无功功率容量和用电设备的分布情况等因素,选择多种方式进行补偿。

4.2降低电力线路的电能损耗

4.2.1降低供电线损,按照GB/T 3485的要求,线损率应达到下列指标:

a)一次变压,3.5%以下。

b)二次变压,5.5%以下。

4.2.2应综合考虑负荷功率、供电可靠性、设备投资、运行维护、电源距离等因素,选择供电电压等级,减少变压层次,采用高电压,取消不必要的低电压。

4.2.3变(配)电所及配电变压器的安装位置应接近负荷中心,缩短供电线路半径。对于多负荷点,应将配电变压器安装在重负荷点附近。

4.2.4应按经济电流密度选择导线截面。

4.2.5长期电压降达不到要求的,主变压器应采用有载调压变压器,以避免设备非正常电压运行。

4.2.6供电装置上使用的指示灯和照明灯应选择节能型。

4.2.7应采取以下有效的管理措施:

a)制定线损管理制度,定期开展线损分析工作。

b)制定配电系统电量管理制度,加强电耗定额管理和负荷测录。

c)安装必要的计量仪表,加强计量管理。

4.3降低电力变压器的电能损耗

4.3.1应合理选择变压器类型、容量和台数,优先选择低损耗油浸式变压器。

4.3.2常年负荷小于30%的变压器,应调换合适容量的变压器。

4.3.3两台及两台以上变压器分列运行时,应以变压器总损耗最小原则分配负荷。

4.3.4应采取以下措施,提高变压器的功率因数:

a)避免变压器轻载、空载运行。

b)在变压器低压侧安装并联电容器。

4.3.5应改造在用高耗能变压器:

a)更换变压器铁芯,用冷轧硅钢片取代热轧硅钢片。

b)更换导线,把铝导线换成铜导线,重新制作高、低压线圈,并增加线圈匝数。

5动力系统的节能经济运行

5.1输油泵

5.1.1应选用高效离心泵。

5.1.2对于以克服沿程摩阻为主的管道宜采用串联泵运行；对于以克服高程差为主的管道宜采用并联泵运行。

5.1.3应根据输量的波动范围优化泵组合，使输油泵始终在高效区工作。

5.1.4应采用叶轮切割、拆级，使泵压与管压匹配，减少节流损失。

5.1.5对输油泵的调节，宜采用进口流量调节。

5.2原动机

5.2.1对于电力供应有保障的管道，宜采用电动机，并使负载率达到75%以上。

5.2.2电动机正常负载率低于60%的，应更换为小容量电动机。

5.2.3采用燃气轮机或柴油机，或选择热效率高、能以所输原油作为燃料、性能稳定可靠的机组，其热效率应不低于40%。

5.2.4当需要调速时，经技术经济比较后，应选择调速装置或可调速的原动机。

5.3辅助系统

5.3.1输油泵机组的润滑、冷却系统应完好并运行正常。

5.3.2输油泵机组应有完善的漏油及污油回收系统。

5.4技术管理措施

5.4.1应根据负荷变化，及时调整在线设备和运行参数。

5.4.2应定期对输油泵机组进行运行效率监测。

5.4.3应定期检查、维护输油泵机组及其控制系统、仪表、阀门、管路，使之处于正常状态。

5.4.4应建立系统运行日志、耗能记录和设备技术档案。

6热力系统的节能经济运行

6.1原油加热系统

6.1.1应选用合理的加热方式，对原油直接加热或间接加热。

6.1.2应根据所输原油的性质和工艺要求，确定最优加热温度，并保证最优输送温度。

6.1.3原油直接加热方式时，应控制通过加热炉的流量及冷油掺和流量，以减少炉管压降损失。

6.1.4原油间接加热方式时，应采用合理的换热器流程，以减少原油流经换热器的压降损失。

6.2伴热系统

6.2.1生产用热和生活用热应分开计量。

6.2.2供热系统产生的凝结水，在技术可行、经济合理的前提下，应回收，回收率应大于60%。

6.2.3热力管道及附件不得有可见的漏气、漏水现象。

6.2.4热力管道及附件的保温应符合GB/T 4272的规定。

6.2.5对电伴热的管段,应逐步由面热源技术取代线热源技术。

6.3供热设备

6.3.1加热炉应要求热效率高、流动阻力小、能适应管道流量变化,以达到长期安全运行的目的。

6.3.2应比较原油、原煤和天然气的能源利用率和经济性,采用合适的燃料。

6.3.3应合理采用加热炉、锅炉自动控制系统。

6.3.4应采用高效火嘴和高效吹灰器,吹灰周期不宜超过8h0

6.3.5对于夏季可以停炉或有备用炉的管道,应利用停炉时机清理炉管受热面

6.3.6可以由1台设备承担的热负荷,应避免由两台或两台以上的设备承担。

6.3.7加热炉的燃料应进行计量,其计量精度应为10.5%。

6.3.8供热锅炉的热效率、排烟温度、空气过剩系数应符合(GB/T 15317的规定。

6.3.9加热炉排烟温度、空气系数应符合SY/T 6275的规定。

6.3.10供热系统的辅助设备、泵类、风机的经济运行应符合GB/T 13466和GB/T 13469的规定。

6.3.11锅炉和加热炉的风机宜采用变频调速技术调节供风量。

6.4技术管理措施

6.4.1供热设备、管网等应安装监测仪表,监视系统运行情况,并定期进行运行效率监测。

6.4.2应根据热负荷变化,及时调整设备运行台数和运行参数。

6.4.3按照工艺要求,应严格控制介质加热温度。

6.4.4应定期检查、维护燃烧装置、供风装置、控制系统、管路、阀门、仪表。

6.4.5应建立热力系统的运行日志、耗能记录和设备技术档案。

7工艺系统的节能经济运行

7.1输送方案

7.1.1应根据管输原油的性质、管道所处的环境以及管道设备和材料,选择最经济的输送方案,如加热输送,热处理输送,稀释输送,添加降凝剂、减阻剂等原油改性剂输送,常温输送等。

7.1.2对于低负荷管道,力求不采用正反输交替运行方式,宜采用添加原油改性剂、间歇输送方案。

7.1.3应采用密闭输送工艺,消除进站余压损失和出站节流损失。

7.1.4对于加热输送管道,应保持经济运行温度和最优加热(热处理)温度;应采用先炉后泵工艺流程,提高加热炉的安全性和输油泵的效率。

7.1.5应根据各管道的情况,确定几个不同的经济运行输量台阶。

7.1.6应利用库区与装油点之间的位差,采用自流装车、装船,减少泵运行的时间;控制装车、装船温度,以满足合同规定的最低要求为目标。

7.1.7应利用峰谷电价政策,采用避峰填谷方案。

7.2优化运行

7.2.1应采用SCADA系统集中控制,实现优化运行。

7.2.2应采用完善的水击控制系统,保证管道在高参数(压力、流量)下安全运行。

7.2.3应根据月输油计划,对收油量、销油量和首末站库存量进行综合平衡;利用计算机编制最优运行方案,确定全线运行泵机组和加热炉。

7.2.4当有数台相同规格的耗能设备可供选择时,宜保证高效设备有较长的在线时间。

7.2.5应根据输油量和外部自然条件的变化,及时调整工艺参数和运行方式。

7.3清管

7.3.1对于含蜡原油管道,应根据管线结蜡规律,确定合理的清管周期,以提高管道运行效率,减少能量消耗。

7.3.2对于低负荷管道,在确定清管周期时,应进行热力和水力条件的平衡,并对油电消耗进行比较。

7.4输差控制

7.4.1应采用密闭输送流程、以消除由于中间罐引起的蒸发损耗及水和沉淀物析出损耗,减少中间罐油品占用。

7.4.2首末站罐区宜采用浮顶油罐,减少蒸发损耗。

7.4.3应采用管道流量计动态计量,提高计量准确性。

7.5技术管理措施

7.5.1对于有翻越点的管道,应严格控制高点压力。

7.5.2应通过出站调节阀,高、低压泄压阀,自动调节管道特性;应采用变频调速电动机,在电动机和输油泵之间安装变速器自动调节泵站特性,达到管泵匹配,减少节流损失。

7.5.3输油压力自动调节系统,在正常输油时应具有减少节流损失的功能,调节阀通常处于不节流位置,调节阀正常节流值不得超过0.2MPa。

7.5.4应简化站内工艺流程,加强站内管线保温,减少站内压降及散热。

7.5.5储存热油的储油罐外壁和浮盘应采用保温措施,减少热损失。

7.5.6消防泵的定期运行应安排在电力负荷低谷时段进行。

7.5.7应及时分析设备、管道运行效率下降的原因并提出改进方案。

原文地址: <http://www.china-nengyuan.com/tech/91061.html>