



中华人民共和国石油天然气行业标准

SY/T 6723—2008

原油输送管道经济运行规范

Specification for economical operation of crude oil pipeline

2008—06—16 发布

2008—12—01 实施

国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言 II

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 工艺系统的经济运行 2

5 供电系统的经济运行 3

6 动力系统的经济运行 3

7 热力系统的经济运行 4

SY/T 6723—2008

前 言

本标准由石油工业节能节水专业标准化技术委员会提出并归口。

本标准起草单位：中国石油天然气股份有限公司管道分公司运销处、中国石油天然气股份有限公司节能技术研究中心、中国石油天然气股份有限公司管道节能监测中心。

本标准主要起草人：张增强、折恕安、李学军、王春荣、杨景丽、朱红梅、许铁。

原油输送管道经济运行规范

1 范围

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

本标准适用于长距离原油输送管道。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GB/T 4272 设备及管道保温技术通则
- GB/T 13462 工矿企业电力变压器经济运行导则
- GB/T 13466 交流电气传动风机（泵类、空气压缩机）系统经济运行通则
- GB/T 13469 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 工业锅炉节能监测方法
- GB 17167 用能单位能源计量器具配备和管理通则
- GB 18613 中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级
- GB 19762 清水离心泵能效限定值及节能评价值
- GB 20052 三相配电变压器能效限定值及节能评价值
- GB 20901 石油石化行业能源计量器具配备和管理要求
- SY/T 6275 油田生产系统节能监测规范
- DL/T 985 配电变压器能效技术经济评价导则

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

工艺系统 process system

由输油管道、站场、输油设施所组成的热力、水力系统。

3.2

供电系统 electricity supply system

由供电线路、变压器等组成，为输油站提供电能的系统。

3.3

动力系统 power system

由输油泵、原动机、传动装置及其辅助设备组成的用于管输原油加压的系统。

3.4

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，输油站内生产和辅助生产供热的系统。

SY/T 6723—2008

3.5

原油输送管道经济运行 economical operation for crude oil pipeline

原油输送管道工艺系统、供电系统、动力系统和热力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，使系统在高效状态下运行。

3.6

SCADA 系统 supervisory control and data acquisition

数据采集与监视控制系统。

4 工艺系统的经济运行

4.1 输送方案

4.1.1 应根据管输原油物性、油源及库存状况、管道运行环境、管道强度和设备压力等级，经技术经济分析对比，选择以下一种或几种方式的组合：

- a) 常温输送；
- b) 加热输送；
- c) 顺序输送；
- d) 热处理输送；
- e) 稀释输送；
- f) 加剂原油改性输送；
- g) 混合输送。

4.1.2 低负荷管道，条件允许时，宜采用添加原油改性剂、间歇输送方式，不宜采用正反输交替运行方式。

4.1.3 条件允许时，应采用密闭输送工艺。

4.1.4 加热输送管道，应保持经济运行温度和最佳热处理温度。

4.1.5 加热输送管道，应采用先炉后泵工艺流程，提高管道的运行效率和加热炉的安全性。

4.1.6 应根据管道的水力、热力情况，确定多个不同的经济运行输量。

4.1.7 应充分利用储罐区与装油点之间的位差，采用自流装车、装船。

4.1.8 应合理控制装车、装船温度。

4.1.9 应合理利用峰谷电价政策，采用避峰填谷方案。

4.2 优化运行

4.2.1 宜采用 SCADA 系统集中控制，实现优化运行。

4.2.2 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。

4.2.3 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，编制最优运行方案。

4.2.4 应充分增加高效设备的运行时间。

4.2.5 应根据输油量和运行条件的变化，及时调整工艺参数和运行方式。

4.2.6 对顺序输送管道，在满足上下游要求的情况下，应尽可能加大每一批次的输量。

4.2.7 顺序输送过程中，应根据所输油品的物性，适时调整工艺运行参数。

4.2.8 应减少储油罐液位的升降和倒罐的次数。

4.3 清管

4.3.1 应根据管线结蜡规律，确定合理的清管周期。

4.3.2 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，对油电消耗进行评价。

4.4 技术管理措施

4.4.1 对于有翻越点的管道，应严格控制高点压力。

4.4.2 应利用调速技术及输油泵的级差调节，达到管泵合理匹配，减少节流损失。

- 4.4.3 调节阀正常节流值不应超过 0.2MPa。
- 4.4.4 应优化站内运行流程；加强站内设施保温维护，符合 GB/T 4272 的规定。
- 4.4.5 消防泵的定期试运行宜安排在电网负荷低谷时段进行。
- 4.4.6 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。

5 供电系统的经济运行

5.1 提高功率因数

- 5.1.1 应安装功率因数监测表，功率因数未达到 0.9 时，应进行无功补偿。
- 5.1.2 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，应选择多种方式进行补偿。

5.2 降低电力线路的电能损耗

- 5.2.1 企业根据受电端至用电设备的变压级数，其总线损率分别应不超过以下指标：

- a) 一级：3.5%；
- b) 二级：5.5%；
- c) 三级：7%。

- 5.2.2 当电压偏差达不到供电要求时，主变压器应采用有载调压变压器。

- 5.2.3 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) 加强计量管理，电能计量仪表的安装应符合 GB 17167，GB 20901 的规定。

5.3 降低电力变压器的电能损耗

- 5.3.1 电力变压器的运行应符合 GB/T 13462 的规定。
- 5.3.2 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。在用三相配电变压器应符合 GB 20052 的规定。
- 5.3.3 变压器的更换应符合 DL/T 985 的规定，经技术经济评价，条件不具备，且变压器负荷又长期小于 30% 时，应调换合适容量的变压器。
- 5.3.4 两台及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。
- 5.3.5 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。

6 动力系统的经济运行

6.1 输油泵

- 6.1.1 应选用高效离心泵，泵的选用应符合 GB 19762 的规定。
- 6.1.2 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。
- 6.1.3 应根据输量的波动范围优化泵的组合，使输油泵在高效区工作。
- 6.1.4 在输油泵长期处于低负荷运行时，宜采用更换叶轮、叶轮切割、拆级等方法，使泵压与管压合理匹配。

6.2 原动机

- 6.2.1 对于电力供应有保障的输油管道，宜采用电动机驱动，并使负载率达到 75% 以上。
- 6.2.2 当电动机正常负载率低于 60% 时，应更换为小容量电动机及配套输油泵。
- 6.2.3 对于电力供应无保障的输油管道，宜采用燃气发动机或燃油发动机，其热效率应不低于 40%。

SY/T 6723—2008

6.2.4 输量变化范围较大的系统，经技术经济比较后，应采用适用的调速技术。

6.3 辅助系统

6.3.1 在用中小型三相电动机应符合 GB 18613 的规定。

6.3.2 输油泵机组的密封、润滑、冷却系统应完好并运行正常。

6.3.3 输油泵机组应有完善的漏油及污油回收系统。

6.4 技术管理措施

6.4.1 应根据负荷变化，及时调整在线运行设备的台数、组合方式和运行参数。

6.4.2 应定期对输油泵机组进行运行效率监测。

6.4.3 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。

6.4.4 应建立系统运行日志、耗能记录和设备技术档案。

7 热力系统的经济运行

7.1 原油加热系统

7.1.1 应充分考虑系统用能的优化，选用合理的加热方式。

7.1.2 应根据所输原油性质和工艺要求，合理确定加热温度。

7.1.3 直接加热方式应控制加热炉的流量、冷油掺和流量，减少炉管压降损失。

7.1.4 间接加热方式应采用合理的换热流程，减少压降损失。

7.2 伴热系统

7.2.1 供热系统产生的凝结水应回收。

7.2.2 热力管道及其附件不应有可见的漏汽、漏水现象。

7.2.3 热力管道及附件的保温应符合 GB/T 4272 的规定。

7.3 供热设备

7.3.1 应采用热效率高、流动阻力小，能适应管道流量变化，且运行安全可靠的加热炉。

7.3.2 应根据实际情况优化燃料结构。

7.3.3 应尽可能采用加热炉、锅炉自动控制系统。

7.3.4 应采用高效火嘴和高效吹灰器，对采用原油、原煤做燃料的加热炉，吹灰周期不宜超过 8h。

7.3.5 应利用停炉时机，清理炉管受热面。

7.3.6 应根据热负荷的变化，合理运行加热设备。

7.3.7 加热炉的燃料应进行计量，配备的计量器具应符合 GB 17167，GB 20901 的规定。

7.3.8 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。

7.3.9 加热炉的热效率、排烟温度、空气过剩系数应符合 SY/T 6275 的规定。

7.3.10 供热系统的泵类、风机的经济运行应符合 GB/T 13466 和 GB/T 13469 的规定。

7.3.11 锅炉和加热炉的辅机宜采用变频调速技术。

7.4 技术管理措施

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

7.4.2 应根据热负荷变化，及时调整设备运行台数和运行参数。

7.4.3 应按照工艺要求，严格控制介质加热温度。

7.4.4 应定期检查、维护燃烧装置、供风装置、控制系统、仪表、阀门、管路，使之处于正常状态。

7.4.5 应建立热力系统的运行日志、耗能记录和设备技术档案。