ICS 75.200
E 98

中华人民共和国国家标准

GB/T 35068—2018

油气管道运行规范

Operation and maintenance specification for oil and gas pipeline

2018-05-14 发布　　2018-12-01 实施

国家市场监督管理总局
中国国家标准化管理委员会　发布

目　　次

前言 …… Ⅲ
1　范围 …… 1
2　规范性引用文件 …… 1
3　术语和定义 …… 2
4　总体要求 …… 4
4.1　管道企业 …… 4
4.2　管道设施 …… 5
4.3　人员 …… 6
5　投产准备与投产 …… 6
5.1　一般要求 …… 6
5.2　投产准备 …… 7
5.3　管道投产 …… 8
6　运行与控制 …… 8
6.1　一般要求 …… 8
6.2　变更管理 …… 9
6.3　控制参数 …… 9
6.4　介质物性监测 …… 10
6.5　控制要求 …… 12
6.6　顺序输送 …… 12
6.7　管道清管 …… 13
6.8　运行分析 …… 13
6.9　控制室管理 …… 14
7　站场管理 …… 14
7.1　一般要求 …… 14
7.2　站场工艺管线 …… 15
7.3　机械设备 …… 15
7.4　特种设备 …… 16
7.5　计量系统 …… 16
7.6　电气系统 …… 16
7.7　自动化系统 …… 16
7.8　其他 …… 16
8　管道线路管理 …… 17
8.1　一般要求 …… 17
8.2　管道线路巡护 …… 17
8.3　检测与评价 …… 18
8.4　腐蚀控制 …… 18

8.5 管道维修 …… 18
8.6 封存与处置 …… 19
9 应急管理 …… 19
附录 A（资料性附录） 投产方案主要内容 …… 20
附录 B（资料性附录） 投产条件确认检查项目表 …… 22
附录 C（资料性附录） 输油管道运行工艺计算 …… 25
附录 D（资料性附录） 输气管道运行工艺计算 …… 28
附录 E（资料性附录） 清管方案主要内容 …… 33
参考文献 …… 35

前　言

本标准按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本标准由全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355)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、中国石油天然气股份有限公司北京油气调控中心、中国石油化工股份有限公司天然气分公司、中国石化管道储运有限公司、中石油北京天然气管道有限公司、中海石油气电集团有限责任公司。

本标准主要起草人:宋飞、张城、陶江华、张增强、滕延平、朱勇、杨晓峥、叶芳、冯文兴、郁振华、张建军、郭祎、贾立东、张妮、李云杰、杨毅、张彦敏、刘冰、高晞光、吴庆江、刁洪涛、王为、刘敏、张玉蛟、王良军、罗润。

油气管道运行规范

1 范围

本标准规定了油气管道投产、运行、维护和修理的技术与管理要求。

本标准适用于遵循 GB 50251 或 GB 50253 设计，用于输送原油、成品油、天然气、煤层气、煤制天然气介质的陆上钢质管道的运行管理。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB 8978 污水综合排放标准

GB/T 13609 天然气取样导则

GB 17820 天然气

GB/T 21246 埋地钢质管道阴极保护参数测量方法

GB/T 21448 埋地钢质管道阴极保护技术规范

GB/T 23258 钢质管道内腐蚀控制规范

GB 26860 电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分

GB/T 29639 生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则

GB 32167 油气输送管道完整性管理规范

GB 50251 输气管道工程设计规范

GB 50253 输油管道工程设计规范

GB 50369 油气长输管道工程施工及验收规范

GB/T 50393 钢质石油储罐防腐蚀工程技术标准

DL/T 969—2005 变电站运行导则

GA 1166 石油天然气管道系统治安风险等级和安全防范要求

SY/T 0087.1 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道外腐蚀直接评价

SY/T 0087.2 钢质管道及储罐腐蚀评价标准 埋地钢质管道内腐蚀直接评价

SY/T 5767 原油管道添加降凝剂输送技术规范

SY/T 5918 埋地钢质管道外防腐层保温层修复技术规范

SY/T 5921 立式圆筒形钢制焊接油罐操作维护修理规范

SY/T 6069—2011 油气管道仪表及自动化系统运行技术规范

SY/T 6325 输油气管道电气设备管理规范

SY/T 6470 油气管道通用阀门操作维护检修规程

SY/T 6503 石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范

SY/T 6828 油气管道地质灾害风险管理技术规范

SY/T 7031—2016 油气储运术语

TSG 21 固定式压力容器安全技术监察规程

YD/T 1970.4 通信局(站)电源系统维护技术要求 第 4 部分：不间断电源(UPS)系统

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。为了便于使用，以下重复列出了 GB 32167、GB 50251、GB 50253 和 SY/T 7031 中的某些术语和定义。

3.1

油气管道 oil and gas pipeline

输送原油、成品油、天然气、煤层气、煤制天然气的管道。

注：包括管道线路、输油(气)站场、阀室及附属设施等。

3.2

站场 station

对输送油气进行增压、减压、储存、注入、分输、计量、加热、冷却或清管等操作的设施及场地。

[SY/T 7031—2016，定义 2.9]

3.3

管道气体 pipeline gas

通过管道输送的天然气、煤层气和煤制天然气。

[GB 50251—2015，定义 2.0.1]

3.4

调度控制中心 control center

油气管道生产运行的监控、调度、管理中枢。

[SY/T 7031—2016，定义 5.2]

3.5

站控系统 station control system；SCS

对站场的生产过程、工艺设备及辅助设施实行自动连续监测与控制的计算机系统。

注：它可以接受来自调度控制中心的控制命令并向其传送实时数据。

3.6

设计压力 design pressure；DP

在相应的设计温度下，用以确定管道计算壁厚及其他原件尺寸的压力值。

注：该压力为管道的内部压力时称为设计内压力，为外部压力时称为设计外压力。

3.7

运行压力 operating pressure；OP

操作压力 operating pressure；OP

在运行状态下，管道内介质的压力。

3.8

静压力 hydrostatic pressure

管道内流体处于静止状态下，因重力而垂直作用在管道及管道附件内壁上的压力。

[GB 50253—2014，定义 2.0.23]

3.9

最大允许运行压力 maximum allowable operating pressure；MAOP

最大允许操作压力 maximum allowable operating pressure；MAOP

遵循 GB 50251 或 GB 50253 的规定，允许运行的最高压力，等于或小于设计内压力。

3.10

设计温度 design temperature

管道在正常工作过程中，在相应设计压力下，管壁或元件金属可能达到的最高或最低温度。

[GB 50251—2015,定义 2.0.17]

3.11

运行温度　operating temperature

在运行或停输状态下,管道内介质的温度。

3.12

允许安全停输时间　allowable safe shutdown time

热油管道在一定条件下停输后,从停输到能够再次安全启输前的最长时间间隔。

[SY/T 7031—2016,定义 3.77]

3.13

冷投　filling without pre-heating

管道不经预热,直接充装加热原油或改性原油的投产方式。

3.14

预热投油　filling with pre-heating

以热水或热轻质油品对管道周围土壤进行预热,然后充装输送加热原油或改性原油的投产方式。

3.15

常温输送　non-heating transportation

不对输送介质加热输送的方式。

[SY/T 7031—2016,定义 3.35]

3.16

加热输送　heating transportion

将油品加热的输送方式。

[SY/T 7031—2016,定义 3.34]

3.17

加剂综合热处理输送　heat-treated with pour point depressant transportation

对原油添加降凝剂并加热到一定温度,而后以一定速率和方式冷却到规定温度进行输送的方式。

[SY/T 7031—2016,定义 3.70]

3.18

受限空间　confined spaces

具有已知或潜在危险、出入口受限的封闭或半封闭空间,如油气管道储运生产区域的各类罐、炉膛、锅筒、管道、容器、阀井、排污池与作业坑等。

[SY/T 7031—2016,定义 7.10]

3.19

清管　pigging

使用清管器清除管道内杂物及沉积物的作业。

[SY/T 7031—2016,定义 2.14]

3.20

压力试验　pressure test;hydrostatic test;hydrostatic pressure test

试压　pressure test

在管道或容器内充入液体或气体、按规定升压至试验压力并持续一定时间,以检查容器或管道耐压强度及密封性的试验。

[SY/T 7031—2016,定义 3.65]

3.21

批次　batch

管道顺序输送时连续输送的某一段同种油品。

[SY/T 7031—2016,定义 3.45]

3.22

批次量 batch volume

以体积或质量表征的一个批次油品的数量。

3.23

批次界面 batch interface

顺序输送管道中相邻两个批次交界处油品相互掺混的区域。

3.24

混油 transmix;interface

批次界面内的混合油品。

3.25

水露点 water dew point

气体在一定压力下析出第一滴水时的温度。

[GB 50251—2015,定义 2.0.23]

3.26

烃露点 hydrocarbon dew point

气体在一定压力下析出第一滴液态烃时的温度。

[GB 50251—2015,定义 2.0.24]

3.27

风险评价 risk assessment

识别对管道安全运行有不利影响的危害因素,评价失效发生的可能性和后果,综合得到管道风险水平,并提出相应风险控制措施的分析过程。

[SY/T 7031—2016,定义 6.10]

3.28

完整性评价 integrity assessment

采取适用的检测或测试技术,获取管道本体状况信息,结合材料与结构可靠性等分析,对管道的安全状态进行全面评价,从而确定管道适用性的过程。

注:常用的完整性评价方法有:基于管道内检测数据的适用性评价、压力试验和直接评价等。

3.29

管道完整性管理 pipeline integrity management;PIM

对管道面临的风险因素不断进行识别和评价,持续消除识别到的不利影响因素,采取各种风险消减措施,将风险控制在合理、可接受的范围内,最终实现安全、可靠、经济地运行管道的目的。

[GB 32167—2015,定义 3.2]

3.30

内检测 in-line inspection;ILI

借助于流体压差使检测器在管内运动,检测管道缺陷(内外壁腐蚀、损伤、变形、裂纹等)、管道中心线位置和管道结构特征(焊缝、三通、弯头等)的方法。

[GB 32167—2015,定义 3.12]

4 总体要求

4.1 管道企业

4.1.1 应对管道投产、运行、维护、修理、封存和处置等各个环节进行管理。

4.1.2 应建立健全管道运营组织机构，制定运行管理制度，配备具备相应能力的操作、技术、安全监督和管理等人员并明确职责。

4.1.3 应根据特种设备种类，配备特种设备管理和作业人员。

4.1.4 应根据运行管理需要，配置相应的物资、工器具、移动设备等；或者通过协议委托具备相应能力的单位提供技术服务。

4.1.5 应保障员工劳动场所符合安全、环保、职业病防护有关规定。

4.1.6 应按照 GB 32167 的规定开展管道完整性管理。

4.1.7 应及时对管道实施维护和修理，保障管道及其附属设施功能完整、性能可靠，运行安全、环保、经济。

4.1.8 应对管道运行管理各环节的操作、技术、安全监督和管理人员进行培训和能力考核。

4.1.9 应针对管道运行管理各环节制定相应的技术文件，定期对技术文件进行复核并做必要的修订变更，条件变化时应及时进行修订变更。技术文件至少应包括：

——安全、环保、职业健康、消防管理规定；

——工艺运行规程；

——设备设施操作与维护修理规程；

——管道线路巡护与维护方案；

——管道完整性管理方案；

——人员技能要求与培训方案；

——生产安全事故应急预案；

——环境应急预案；

——适用的法律、法规、标准清单。

4.1.10 应组织对危险源、危险有害因素和隐患进行识别，开展风险评价；对于重大危险源，应进行登记；对于发现的隐患应予以消除或进行控制，消除前应制定有效的控制措施。

4.1.11 应针对挖掘、动火、吊装、管线打开、进入受限空间、临时用电、高处作业等高风险作业制定专门的安全技术要求。实施以上作业时应进行许可管理。

4.1.12 应向管道沿线居民、相邻单位宣传、告知管道保护及必要的安全知识；宜参照 SY/T 6713 开展公众警示宣传。

4.1.13 应与管输委托方签订管道运输委托协议。

4.1.14 应对发生的安全事故、环境污染事件等开展分析，并根据分析结果改进设备设施管理和安全环保管理。

4.1.15 运行管理中的各项活动应保留记录。

4.2 管道设施

4.2.1 新建管道的设计、施工应满足管道运行的需求。

4.2.2 安全、环保以及职业病防护设施与管道主体工程应同时投入使用。

4.2.3 宜在调度控制中心对整个管道系统进行监视、控制和统一调度管理。

4.2.4 站控系统宜集中统一监视、控制站场设备与运行参数。

4.2.5 站场与调度控制中心间的数据通信应保持畅通，通信方式及路由应保证可靠。

4.2.6 应采取必要的硬件、软件等措施保障数据传输网络安全。

4.2.7 新建管道应根据管径、输送介质物性、管道沿线地形等因素合理设置管道清管站位置和间距，清管间距应符合 GB 32167 的规定。

4.2.8 清管器收发装置应具有收发内检测器的能力。预留收发清管器装置连接接口的位置应同时预留足够的作业空间。

4.2.9 输油管道应具有泄漏监测功能。

4.2.10 建成的站场工艺管线、管道线路或管段，应采取措施防止或减缓腐蚀。

4.3 人员

4.3.1 操作、技术、安全监督和管理等人员应经过培训并通过考核，熟悉输送介质物性，熟知安全环保、运行操作和维护修理规程，掌握与作业相关的安全生产技能和应急处置措施等。

4.3.2 操作人员的培训与能力考核每年至少1次；岗位调整的，应在上岗前进行培训与考核。

4.3.3 技术、安全监督和管理人员的培训与能力考核每3年至少1次；岗位调整的，应在任职新岗位后1个月内完成。

4.3.4 对于下列情况，应及时进行培训：

——输送介质物性发生较大变化；

——工艺流程发生变化；

——管道线路、设备设施进行了更新；

——站场、阀室或管道线路周边环境发生较大变化；

——操作步骤、流程发生变化；

——联锁保护定值、步骤、程序发生变化；

——发布新技术文件或技术文件进行了更新；

——有违反安全、环保、职业健康或劳动防护规定的行为；

——人员知识或技能不满足要求。

5 投产准备与投产

5.1 一般要求

5.1.1 投产前，应将管道设计资料、中心线数据、施工记录、评估报告、相关协议等管道数据，以及设备设施技术资料和备品备件等移交给运行管理单位。

5.1.2 根据工程需要，站场、管道线路可分期、分段投产。应明确分期、分段投产所能达到的功能与能力。

5.1.3 管道完工后，若超过6个月投产时宜进行完整性评价。

5.1.4 对于停用超过1年的管道，启用前应进行完整性评价。

5.1.5 投产前应对分项工程进行预验收，内容至少应包括：

——输油泵机组、压缩机组、热力系统、储罐、阀门等；

——站场管线；

——压力容器；

——管道线路；

——自动化系统；

——电气系统；

——通信系统；

——计量系统；

——管道阴极保护系统；

——消防系统；

——采暖、通风、冷却系统；

——压缩空气系统。

5.1.6 应编制投产方案并经审核批准，投产方案内容至少应包括：

——投产必备条件；
——投产组织机构；
——输送介质物性；
——投产方式；
——投产步骤；
——投产输量安排及温度、压力等参数计算；
——试运行安排及功能测试；
——风险分析与应对措施；
——应急预案。

投产方案的内容参见附录 A。

5.1.7 应根据输送介质物性、管道状况、沿线地温和气温、上下游条件等因素，确定合理的投产方式。

5.1.8 输油管道投产时，投产介质前应加惰性气体或清水隔离；宜在投产介质前加带跟踪器的隔离清管器。

5.1.9 输气管道投产时，投产介质前应加惰性气体隔离。

5.1.10 应确定安全、合理的排气、排水方案。

5.2 投产准备

5.2.1 管道投产前应建立运行管理组织机构，岗位人员培训合格，配备到位。

5.2.2 应按 4.1.9 要求制定技术文件，并通过审核、发布。

5.2.3 宜成立投产组织机构，包括但不限于建设、设计、施工、监理、运行、油气销售等单位人员，负责组织检查核实管道投产条件、统一指挥和协调管道投产工作。

5.2.4 应按照投产方案准备文件资料、物资、备品备件和工器具等。

5.2.5 应与相关单位签订有关油气运输、计量交接、运行调度、安全环保、供用电、供排水、通信、维抢修等协议或合同。

5.2.6 应按照投产方案组织投产前检查，确认投产条件，投产条件至少应满足：

——合规性手续办理完成；
——管道线路及站场工艺管线试压、干燥合格；
——站间或分段测径已完成并符合要求；
——电气系统、自动化系统、通信系统调试完成；
——输油泵机组、压缩机组、加热系统、消防系统等调试或试运完成；
——保护系统、辅助系统调试或试运完成；
——安全环保设施和劳动防护设施符合要求；
——投产介质已落实。

投产条件确认检查项目参见附录 B。

5.2.7 投产前，应对建成的管道线路或管段进行巡护，巡护内容及频次宜按照管道企业在役管道巡护要求执行。

5.2.8 投产前，输气管道应进行清管、测径并干燥，干燥技术要求应符合 GB 50369 的规定。

5.2.9 采用热水预热或水联运时，各项运行参数应符合 6.1.2 的规定，若超出此范围应由设计单位提出热水预热或水联运期间的限值参数。

5.2.10 输气管道应采用氮气或其他惰性气体置换管内空气；应识别气体注入过程的风险，并制定消除或控制措施；注入气体的温度不宜低于 5 ℃。

5.2.11 输气管道置换空气用氮气或惰性气体的隔离长度应保证到达置换管线末端时，空气与管道气体不混合。

5.2.12 输气管道置换管内空气时，当管道末端放空检测口气体含氧量不大于2%时即可认为空气置换合格。

5.3 管道投产

5.3.1 一般要求

5.3.1.1 由投产组织机构组织有关人员按照投产方案及有关技术文件进行投产。

5.3.1.2 投产过程中，如遇特殊情况应由投产组织机构及时组织分析，必要时进行调整。

5.3.1.3 投产过程应进行必要的记录和分析，投产完成后，应及时总结。

5.3.2 输油管道

5.3.2.1 顺序输送的输油管道，宜采用单一油品进行投产。

5.3.2.2 加热输送原油管道投产可采用冷投、预热投油等投产方式，但应保证管道沿线温度场满足投产原油到达任一加热站的进站温度高于所输原油凝点以上3 ℃。

5.3.2.3 采用原油添加降凝剂改性方式投产的管道，投产前应对原油添加降凝剂效果进行室内实验评价；评价项目和评价方法应执行SY/T 5767的规定。投产时，应在沿线各站检测原油凝点，每天不应少于2次。

5.3.2.4 投产过程产生的油水混合物应进行处置。分离出的污水应进行处理，达到GB 8978中规定的排放标准方可向外排放。

5.3.3 输气管道

5.3.3.1 管道投产宜按置换、升压、稳压、检漏的过程实施。

5.3.3.2 置换过程中惰性气体与空气的混合气体、惰性气体与管道气体的混合气体应通过放空系统放空，必要时应设置放空隔离区。

5.3.3.3 管道气体置换惰性气体投产时，当甲烷含量达到管道气体甲烷含量的90%且连续监测三次甲烷含量有增无减，则认为管道气体置换合格。

5.3.3.4 置换过程中管道内气流速度不宜大于5 m/s。

5.3.3.5 管道气体置换合格后应进行全线或分段升压并检漏，进气点升压速率不宜超过1 MPa/h；升压宜分台阶进行。

5.3.3.6 升压完成后，具备条件的，应及时试运行增压、计量、调压等设备。

5.3.3.7 投产过程中，管道线路及站场设备设施如有冰堵风险，应采取加热、注醇等措施消除。

6 运行与控制

6.1 一般要求

6.1.1 应对输送介质物性进行定期监测；若介质物性参数异常，应结合运行数据进行分析。

6.1.2 应制定文件明确运行压力、运行温度、储罐液位、联锁保护、安全保护定值、允许安全停输时间等限值参数，在投产前由设计、施工和运行单位共同签署确认。

6.1.3 应制定工艺运行规程，规程内容至少应包括：

——输送工艺；

——工艺参数；

——流程和设备操作；

——运行控制；

——应急响应。

6.1.4 应定期对 6.1.2 和 6.1.3 要求的文件进行识别评价，每 3 年至少 1 次；条件发生变化时，应及时进行更新。

6.1.5 应保留运行参数、主要事件等运行记录。

6.2 变更管理

6.2.1 应制定文件对输送工艺、流程、设备、工艺(限值)参数、联锁保护逻辑等变更进行控制和管理；如需变更或临时调整，应进行风险识别并经审核批准。

6.2.2 输油管道保护逻辑及保护参数变更应遵循以下原则：

——全线联锁保护逻辑的调整或变更应在管道停运期间进行；

——全线保护参数的调整或变更不宜在管道运行期间进行；

——站场或设备联锁保护逻辑的调整或改变不应在站场或设备运行期间进行；

——站场或设备保护参数的调整或改变不宜在站场或设备运行期间进行。

6.2.3 输气管道站场或设备联锁保护逻辑、保护参数的调整或改变期间，应采取措施将其对运行的影响降至最低。

6.3 控制参数

6.3.1 运行压力

6.3.1.1 管道运行压力、静压力不应超过最大允许运行压力。

6.3.1.2 输油管道最大允许运行压力应取下列二者的小值：

——设计压力；

——一般地段管道，强度试压压力除以 1.25；通过人口密集区的管道，强度试压压力除以 1.5。

6.3.1.3 输气管道最大允许运行压力应取下列二者的小值：

——设计压力；

——一、二级地区，强度试压压力除以 1.25；三、四级地区，强度试压压力除以 1.5。

6.3.1.4 稳态运行工况下，站场运行压力不应超过设备、站场工艺管线的最大允许运行压力；瞬态工况下，站场运行压力不应超过设备、站场工艺管线的最大允许运行压力的 1.1 倍。

6.3.1.5 输油管道水击压力不应超过最大允许运行压力的 1.1 倍。

6.3.1.6 输油管道最低允许运行压力应综合考虑输送介质的饱和蒸气压、管道沿线地形起伏情况、增压设备允许的最小吸入压力等确定。

6.3.1.7 输气管道的瞬态压力不应超过最大允许运行压力的 1.1 倍。

6.3.1.8 应根据 6.3.1.1、6.3.1.5、6.3.1.6、6.3.1.7 的要求，确定最大允许出站压力或最大允许进站压力。

6.3.1.9 应根据管道缺陷情况与评估结果及时调整最大允许运行压力、最大允许出站压力或最大允许进站压力。

6.3.2 运行温度

6.3.2.1 应根据输送介质物性，以及管道防腐层、管材、管件、设备和密封材料等的允许使用温度确定最高允许运行温度和最低允许运行温度。

6.3.2.2 管道出站温度不应超过设计温度，不宜超过 60 ℃、不应超过 75 ℃。

6.3.2.3 输送凝点高于管道沿线地温的油品，进站油温宜高于所输油品凝点 3 ℃～5 ℃。

6.3.2.4 成品油管道收油温度不宜超过 35 ℃。

6.3.2.5 地上储油罐储油温度要求如下：

——对于凝点高于大气环境温度的油品，最低储油温度不宜低于所储油品凝点以上 3 ℃，最高储油温度不应高于所储油品自燃点、闪点或初馏点，不宜高于 50 ℃；

——对于凝点低于大气环境温度的油品，宜常温储存；若大气环境温度低于 0 ℃，应采取措施防止储油罐内析水冻冰及排污阀、排水管或排水阀冻裂。

6.3.3 允许停输时间

6.3.3.1 应分析确定输油管道在不同季节和不同工况的允许安全停输时间。

6.3.3.2 正常运行工况下，加热输油管道连续两次停输间的输油量应不低于最长加热站间距管道容量的 1.5 倍。

6.3.3.3 若加热输油管道运行工况及所输油品物性发生变化，应及时评估并调整允许安全停输时间。

6.3.3.4 物性差别较大的原油采用顺序输送、掺混输送和间歇输送等输送方式，宜根据管道地温情况、管道运行工况、油品物性等因素，确定允许安全停输时间。

6.3.3.5 物性差别较大的原油采用掺混输送时，管道的允许安全停输时间应考虑混合原油分层对再启动的影响。

6.3.4 介质流速

6.3.4.1 应根据加热输油管道输送油品物性、加热设施设置、输油泵能力、管道沿线地温、季节、管道穿跨越等情况，确定加热输油管道的允许最小输量；加热输油管道的输送流量不应低于其允许最小输量。

6.3.4.2 顺序输送成品油管道应考虑混油因素和输油设备能力确定管道的允许最小输量。

6.3.4.3 应根据油品导电性、管径等参数，分析确定输油管道站场工艺管线、油品装卸车(船)鹤管内允许的油品流速。

6.3.4.4 应控制输油管道储罐进出油管与站场工艺管线内的油品流速。流速要求如下：

——浮顶油罐、固定顶罐空罐进油时，在浮盘浮起或进油管浸没前，其进油管流速不应大于 1 m/s；浮盘浮起或进油管浸没后，进油管流速不宜大于 4.5 m/s、不应超过 7 m/s；

——站场工艺管线内的油品流速不宜小于 0.8 m/s，不宜大于 4.5 m/s、不应超过 7 m/s；

——当油品中含有明水时，固定顶罐进出油管的流速不应超过 1 m/s。

6.3.4.5 应根据设备(如分离器、过滤器、调压阀、流量计等)技术要求、站场工艺管线管径、运行压力和温度，考虑噪声、震动、管线内壁磨蚀与内部积液等因素，确定输气管道站场内的气体流速允许范围。流速要求如下：

——进站处至分离器上游之间工艺管线内的气体流速不宜大于 15 m/s、不应大于 20 m/s；

——分离器下游至出站处之间工艺管线内的气体流速不宜大于 20 m/s；

——调压后压力小于 2.5 MPa 的，调压设施下游工艺管线内的气体流速不应大于 25 m/s。

6.3.5 液位

6.3.5.1 应根据设计及竣工文件确定储油罐、泄压罐、污油罐、排污罐等的最高允许液位、最低允许液位、高液位报警值和低液位报警值。

6.3.5.2 储油罐、泄压罐、污油罐等的液位应能连续监测，且在允许范围内。

6.3.5.3 需超出允许范围运行的，应进行风险识别，编制专项方案，明确控制措施。

6.4 介质物性监测

6.4.1 输油管道

6.4.1.1 应定期对所输油品物性进行检测与分析。对于产地来源稳定的原油，每年至少 2 次；对于新产

地来源的原油，输送前应检测分析油品物性；对于产地来源稳定的成品油，输送前应检测分析 6.4.1.4 规定的物性指标。

6.4.1.2 原油物性检测宜包括以下项目：

——密度；
——倾点或凝点；
——粘度；
——析蜡点；
——初馏点；
——闪点；
——饱和蒸气压；
——含水率；
——硫含量；
——硫化氢含量；
——机械杂质含量；
——氯盐含量。

6.4.1.3 成品油物性检测宜包括以下项目：

——密度；
——辛烷值；
——馏程；
——终馏点；
——冷滤点；
——闪点；
——饱和蒸气压；
——含水率；
——硫含量；
——机械杂质含量；
——色度；
——电导率。

6.4.1.4 管道接收的成品油在满足产品质量指标要求的基础上，应有适当的余量。重点指标至少应包括：

——柴油的闪点；
——汽油的辛烷值、终馏点。

6.4.2 输气管道

6.4.2.1 管道气体的气质指标至少应符合 GB 17820 的规定。

6.4.2.2 应在管道进气点对管道气体气质参数实时监测。

6.4.2.3 管道气体取样应符合 GB/T 13609 的规定。

6.4.2.4 管道气体气质参数检测宜包括以下项目：

——烃类组分含量；
——水露点；
——烃露点；
——硫化氢含量；
——二氧化碳含量；

——氮气含量；
——高位发热量。

6.4.2.5 当气源组成或气体组分发生变化时，应及时取样分析并采取应对措施。

6.5 控制要求

6.5.1 一般要求

6.5.1.1 管道运行参数应控制在6.3允许的范围内。

6.5.1.2 流程操作应遵循先开后关、缓开缓关原则。

6.5.1.3 操作高低压衔接部位的流程时，应先导通低压部位再导通高压部位；反之，先切断高压部位再切断低压部位。

6.5.1.4 站场内易凝、易冻管线应有防护措施，必要时进行活线。

6.5.1.5 管道运行应执行统一调度指挥原则，宜进行集中控制。

6.5.1.6 应根据输送计划量、设备设施可用情况、维检修作业计划等，在保障安全的前提下，以经济合理为原则编制运行方案。

6.5.1.7 应明确管道维检修作业期间的运行压力、温度、流量等参数要求，必要时制定作业期间的运行方案；作业期间，运行调度控制人员与现场作业人员应保持联系畅通。

6.5.1.8 应对管道运行情况进行监控和分析。

6.5.1.9 应制定和实施减少油气损失、节能节水和其他资源的措施。

6.5.2 输油管道

6.5.2.1 应根据原油物性、油源、库存状况、管道运行环境、管道强度和设备压力等级，进行技术经济分析对比，确定原油管道的运行方式，常用运行方式包括：

——常温输送；
——加热输送；
——加剂综合热处理输送；
——掺混输送；
——添加减阻剂输送。

6.5.2.2 输油管道启输时，应确保流程导通。

6.5.2.3 输油管道站场启动冷油与热油掺混流程时，应先导通热油流程，再打开冷油流程；启动稠油与稀油掺混流程，应先导通稀油流程，再打开稠油流程。反之，先关闭冷油流程或稠油流程。

6.5.2.4 输油管道宜采用密闭输送方式。

6.5.2.5 加热输送管道宜连续监测沿线管道埋深处的地温。

6.5.2.6 加热输油管道反输时的最低输量应高于管道的允许最小输量，且反输总量应大于最长加热站间距管道容量的1.5倍。

6.5.2.7 输油管道的有关工艺计算参见附录C。

6.5.3 输气管道

6.5.3.1 应根据输送计划与用气需求变化，以安全经济为原则，确定输气管道的合理管存和运行压力。

6.5.3.2 输气站场过滤器、分离器等设备宜保持在运行状态。

6.5.3.3 输气管道的有关工艺计算参见附录D。

6.6 顺序输送

6.6.1 确定顺序输送次序时，宜选择密度以及其他理化性质相近的两种油品相邻输送。不同炼厂生产

的同一种成品油宜分开储存，不宜混合输送。

6.6.2 管道计划停输宜将批次界面中密度较大的油品位于地势相对较低的位置；非计划停输时间较长且批次界面位置不合适时，宜关断界面上下游线路截断阀门。

6.6.3 应合理确定管道允许最小批次量，其对应的混油量不宜大于最小批次量的3%。

6.6.4 宜尽量加大批次量，批次量不应小于最小批次量。

6.6.5 应根据管道下游的最小输量要求合理确定分输流量。

6.6.6 应及时掌握批次界面在管道中的位置，分析批次界面移动对运行参数的影响，及时调整运行参数，修正注入和分输计划。

6.6.7 应对进入管道系统输送的批次进行跟踪。批次跟踪的方法包括手工计算、在线或离线模拟计算跟踪等。安装界面检测仪的管道，应使用检测数据修正批次跟踪。

6.6.8 应根据油品物性和末站(或中间下载站)接收油罐容积等条件确定混油切割方案。

6.6.9 宜根据界面检测结果进行混油切割。

6.7 管道清管

6.7.1 管道投产后具备清管条件的，应在投产完成12个月内进行首次清管。

6.7.2 应根据管输介质物性、管道内部清洁状况、管道输送效率、输送压差、排出污物的性质与排出量、管道风险评价、管道完整性评价及管道内腐蚀情况等确定合理的清管周期。

6.7.3 首次清管应进行管道状况调查，对不符合清管要求的管道和设施进行整改。

6.7.4 首次和不定期清管，应制定清管方案并经审核批准后实施。清管方案的内容参见附录E。

6.7.5 首次和不定期清管，应对清管器进行跟踪。清管器的跟踪应依据管道沿线地理情况、线路阀室及穿跨越情况设置跟踪监测点，特殊管段加密跟踪监测点。

6.7.6 宜采用从末段开始依次至首段逐步分管段进行顺序清管。

6.7.7 清管器结构和类型、清管顺序和次数应依据沿线管道的结蜡状况或管道内部清洁状况进行分析后确定。可选择软质清管器、皮碗清管器、直板清管器等或结合使用。皮碗、直板清管器过盈量宜在1%～5%。

6.7.8 清管器运行时宜进行监测与跟踪。

6.7.9 清管期间管道的运行应尽可能保持稳定，及时分析清管对管道运行的影响。

6.7.10 清管结束后，应及时对清管过程及效果进行分析；进行连续清管的，应根据上一次清管情况及时调整下一次清管技术要求。

6.7.11 应定期分析含蜡原油管道的结蜡状况，根据输量、运行压力、运行温度、油品性质等评估、调整清管周期。

6.7.12 对硫化物含量较高的管道，打开发球筒、收球筒前，宜进行氮气置换，收球时宜采取湿式作业。

6.7.13 输气管道清管过程中清管器运行速度不宜超过5 m/s。

6.7.14 输气管道应分析管道内污物、积液情况，制定措施防止清管过程出现水合物堵塞。

6.7.15 输气管道清管应估算排污量，做好污物、污液处理。

6.8 运行分析

6.8.1 应根据输量和运行条件的变化，及时调整工艺参数和运行方式。

6.8.2 应进行管道运行的年、季、月度分析，对运行方案的偏离作出评估，并合理优化。

6.8.3 应定期分析管道的输差、能耗、输送能力与输送效率。

6.8.4 应对管道压力、温度、流量及介质物性等参数进行分析，及时掌握管道泄漏和堵塞等异常现象，并及时确定泄漏或堵塞位置。

6.8.5 应对清管效果和管道输送效率变化的原因及时分析。

6.8.6 应分析全线各压气站间负荷分配，优化运行，实现稳定输量下压缩机组的最优匹配。

6.8.7 输气管道应根据不同季节、不同输量的压气站运行配置情况，确定管存量范围和目标管存量。

6.8.8 应分析输气管道分输用气需求和管存能力，在满足约定要求的情况下，合理调整管道末端压力。

6.9 控制室管理

6.9.1 应制定文件明确调度员培训、考核、倒班等要求。

6.9.2 控制室应配备必要的技术文件和资料，至少应包括：

——管道基本信息；

——工艺运行规程；

——应急预案；

——联系信息。

6.9.3 应定期对 6.9.1 和 6.9.2 要求的技术文件进行识别评价，每 3 年至少 1 次；条件发生变化时，应及时进行更新。

6.9.4 管道调度员应每年进行能力考核，每 3 年至少开展 1 次系统培训和能力考核。

6.9.5 倒班计划应能保证值班调度员在连续两个班次间有至少 8 h 的睡眠时间。

6.9.6 控制系统应功能完整、性能稳定，满足连续监控管道运行状态需要；应能准确显示、实时更新管道运行参数；报警信息应及时、准确。

6.9.7 备用控制系统应每年至少运行 1 次。

6.9.8 备用通信路由应每月至少测试 1 次。

7 站场管理

7.1 一般要求

7.1.1 应定期对输油泵机组、压缩机组、加热炉等设备的效率及设备的安全、经济运行状况进行分析，并及时进行运行调整或改造，确保系统和设备的高效。

7.1.2 应制定文件明确管道运行管理各环节的安全与环保技术要求，主要包括安全教育、安全检查、风险识别与评价、职业健康、环境监测与评价、作业许可、危险化学品管理、事故事件管理等。

7.1.3 应制定文件明确设备设施管理各项活动的技术要求，主要包括设备和站场工艺管线技术管理、设备操作维护与修理、检测与评价等。站场工艺管线、设备的更换、改造及现场修理等应制定作业方案。

7.1.4 站场或阀室内可燃、易燃物存放位置与周边的防火间距应符合要求。

7.1.5 固定式可燃气体检测报警系统安装应符合 SY/T 6503 的规定。

7.1.6 应定期对 7.1.2 与 7.1.3 要求的文件进行识别评价，每 3 年至少 1 次；条件发生变化时，应及时进行更新。

7.1.7 应定期检查输油气站场、阀室，检查系统严密性、设备设施完好性等。

7.1.8 定期检测或检验的设备设施、仪器仪表、工器具应在检测或检验有效期内。

7.1.9 应定期监测站场、阀室内可能产生油气聚积空间的油气浓度，出现异常情况及时采取相应措施。

7.1.10 作业人员在进入受限空间检查或作业前应进行可燃气体和含氧检测，并穿戴劳动防护用品；输送介质含有硫化氢等有毒成分的，还应进行有毒气体检测。

7.1.11 管道打开作业或设备维护修理期间需要打开作业的，应进行能量隔离，确保作业安全。

7.1.12 环境温度低于 0 ℃的站场，入冬前应对设备设施进行冬防保温。

7.1.13 消防演练应每年至少开展 1 次。

7.1.14 检查、安全活动、会议、事故事件调查等各项活动应保留记录。

7.2 站场工艺管线

7.2.1 应结合维护维修、历史失效、风险评价等确定站场、阀室工艺管线的检查周期和内容。

7.2.2 站场、阀室工艺管线的检查周期符合以下要求：

——地面裸露安装的工艺管线应在站场日常巡检时进行目视检查；

——包覆有保温层的地面工艺管线应每年打开部分保温层进行检查；

——埋地工艺管线宜每 3 年进行部分开挖检查；

——发现严重腐蚀、泄漏等，应及时开展全面检查；

——输气管道站场、阀室工艺管线高风险的三通、弯头处宜每年测试壁厚。

7.2.3 站场、阀室工艺管线的重点检查部位至少应包括：

——输油泵、压缩机、加热炉、换热器的进出口管段；

——管线出入土部位；

——包覆有保温层的管段；

——排污管线、燃料管线、放空管线等；

——已经发生严重腐蚀、曾发生泄漏或出现过影响管道安全运行情况的部位；

——可能产生沉积物聚集以及介质流动死角的管段。

7.2.4 站场与阀室设置的工艺编号、安全标识等应标示清晰，准确并完好。

7.2.5 根据管输介质温度、环境温度等参数，应对管道采取有效防冻、防凝、防烫措施。

7.2.6 站场工艺管线的腐蚀控制参照 8.4 的规定。

7.2.7 站场工艺管线的阴极保护参照 SY/T 6964。

7.3 机械设备

7.3.1 增压、加热、冷却设备

7.3.1.1 输油泵机组、压缩机组、空压机、锅炉、加热炉、换热器、电加热器等增压、加热、冷却设备及其附属系统，应根据生产制造商技术要求进行操作、维护、修理。

7.3.1.2 设备运行期间的振动、温度、噪声等参数应符合生产制造商或设计技术要求。

7.3.2 储油罐

7.3.2.1 立式圆筒形钢制焊接油罐的维护、修理应符合 SY/T 5921 的规定。

7.3.2.2 储油罐呼吸阀、安全阀、阻火器等附件，应定期进行检查。

7.3.2.3 环境温度可能低于 0 ℃的输油管道站场，在环境温度降至 0 ℃前，应检查储油罐呼吸阀、阻火器，并采取防冻堵措施。

7.3.2.4 储油罐的腐蚀控制应符合 GB/T 50393。

7.3.2.5 储油罐清洗、修理应制定作业方案。

7.3.3 阀门

7.3.3.1 通用阀门管理应符合 SY/T 6470 的规定。

7.3.3.2 安全阀应每年进行校验。

7.3.3.3 自力式泄压阀定值应每半年至少检查测试 1 次。

7.3.3.4 线路截断阀应每年至少 1 次定期进行开关或部分开关操作，确认其功能完好；远控线路截断阀应进行远控开关或部分开关操作。

7.3.3.5 高低压衔接部位的调压阀、压力截断阀等，应每年至少检查 1 次。

7.3.3.6 安全阀、泄压阀、放空阀应每月至少检查1次。

7.3.3.7 安全阀、泄压阀、放空阀及上下游管路的安全泄放能力应满足管线或设备的泄压要求。

7.4 特种设备

7.4.1 特种设备应按期办理使用登记，取得使用登记证书。

7.4.2 特种设备及其安全附件应按期进行检查、检验、检测。

7.4.3 固定式压力容器管理应符合TSG 21的规定。

7.4.4 压力容器支承或支座应保持完好，基础应无沉降、倾斜或裂缝，固定螺栓应齐全、完好。

7.4.5 压力容器安全泄放管路应畅通无堵塞。

7.4.6 固定式特种设备更换、现场修理等应制定作业方案。

7.5 计量系统

7.5.1 交接双方应根据签订的计量交接协议进行油气计量。

7.5.2 贸易交接用计量器具和仪表应经法定计量检定部门检定合格。

7.6 电气系统

7.6.1 电气作业安全应符合GB 26860的规定。

7.6.2 电气设备日常管理应符合SY/T 6325的规定。

7.6.3 高压电气设备的运行、异常及故障处理应符合DL/T 969—2005第6章的规定。

7.6.4 变频器的运行与维护参照DL/T 1195。

7.6.5 UPS的运行与维护应符合YD/T 1970.4的规定。

7.6.6 站场备用或应急供电电源宜每月启动试验一次。

7.6.7 输油气站场、阀室应定期进行防雷、防静电检测，属于爆炸危险区域的应每年检测2次，属于非爆炸危险区域的应每年检测1次，对于发现的异常情况应及时处理。

7.7 自动化系统

7.7.1 压力、温度等各类现场检测仪表应定期进行校准或检定。

7.7.2 开关类执行器的维护检查应符合SY/T 6069—2011第5章的规定。

7.7.3 管道运行时，联锁保护程序应保持投用；对于不能投用的，应采取控制措施并及时处理。

7.7.4 持续停用6个月以上的仪表设备在投用前应进行检定或试验，确认技术状态完好后再投入使用。

7.7.5 管道控制中心与站场、RTU阀室之间应具有通信通断检测功能。

7.7.6 站场、全线联锁控制系统应定期测试，测试内容包括设定值、联锁逻辑、保护功能、响应效果。

7.8 其他

7.8.1 可燃气体检测器、火灾探测器、报警器等应每年至少检查或校验1次。

7.8.2 灭火器材应每月至少检查1次，并按照生产厂商规定及时更换。

7.8.3 消防栓、水龙带、喷淋管等应每半月至少检查1次。

7.8.4 固定消防泵宜每周试运行1次。

7.8.5 站场、阀室的安全防范应符合GA 1166的规定。

7.8.6 应对光通信、卫星通信等通信系统运行性能指标进行定期测试，宜每季度1次。

7.8.7 建筑物、构筑物投用3年内，应检查基础沉降情况，必要时进行检测。

7.8.8 站场、阀室地面出现的沉降应及时处理。

7.8.9 仪表井、阀井、封闭的管沟等应定期进行检查，查看结构是否完好、是否有油气泄漏、聚积。

8 管道线路管理

8.1 一般要求

8.1.1 应按照 GB 32167 的规定开展管道完整性的检查、检测与评价工作，实现管道线路的完整性管理。

8.1.2 应制定文件明确管道管理各项活动的技术要求，主要包括线路巡护、光缆巡护、腐蚀控制、第三方施工管理、地质灾害防治、高后果区识别与管理、管道维护与修理、管道检测与评价等。

8.1.3 应定期对 8.1.2 要求的文件进行识别评价，每 3 年至少 1 次；条件发生变化时，应及时进行更新。

8.1.4 管道线路的阴极保护应符合 GB/T 21448 的规定。

8.1.5 管道地质灾害管理应符合 SY/T 6828 的规定。

8.1.6 管道沿线设置的里程桩、转角桩、标志桩、交叉桩、测试桩、警示牌和光缆标石等标识应准确，并保持完好、标示清晰。

8.1.7 应在管道沿线特定区域范围内建立维、抢修队伍，或配备专门人员、维抢修车辆、设备和机具，合理储备管道抢修物资；如自身能力不足，应通过协议委托具备相应能力的单位提供服务。

8.1.8 管道巡护、检查、检测、维护与修理等各项活动应保留记录。

8.2 管道线路巡护

8.2.1 线路巡护可采用徒步巡护、车辆巡护、飞行器巡护等方式。

8.2.2 应根据管道运行条件、管道沿线地形、土壤状况、外部交叉、交通条件、自然灾害与人员聚居等情况制定线路巡护方案。线路巡护方案应保存在相应基层单位或站场内。

8.2.3 线路巡护方案内容包括：巡护频次、巡护方式、巡护内容、人员安排、异常情况汇报、记录、联系方式等。

8.2.4 应每年对线路巡护方案复审一次，两次复审的时间间隔不应超过 15 个月。

8.2.5 应每季度对巡线人员培训、考核一次，两次相邻培训、考核的时间间隔不应超过 4 个月。

8.2.6 按照 GA1166 划分的治安风险等级，一级与二级风险管段每天至少巡护 1 次，三级风险管段每周至少巡护 2 次。

8.2.7 高后果区、管道穿越处、管道跨越处、阀室、第三方施工活动频繁区段、管道与市政管网交叉或平行处、第三方损坏高发或易发区段、高风险管段、未完成修复的不可接受缺陷处应每天至少巡护 1 次。

8.2.8 强风、强降雨、地震后或冰雪大量融化、土壤融冻期间，应及时巡护，查看是否有地面裂缝、隆起或沉降、露管、漂管、滑坡、冲刷以及光缆裸露等情况，检查管道跨越处的悬索、锚固、支撑等设施及穿越处管道稳管（含水工防护）等设施的完好性，期间应采取措施确保人员安全。

8.2.9 巡护期间应观察是否有油气泄漏、管道周边是否有挖掘、清淤、钻探、重载通过、施工、建（构）筑物建设、深作耕种等可能危及管道安全的活动，观察土体的稳定性，检查管道跨越处的悬索、锚固、支撑等设施的完好性，观察标示标识桩是否缺失、完好。

8.2.10 对于与管道交叉的施工、管道保护距离范围内或附近的可能危及管道安全的活动，应向其说明管道所处具体位置、管输介质危险性及作业安全要求，宜派人进行连续监护，发现危及管道安全的情况，作业应立即中止。

8.2.11 确定管道巡线频次时，应至少考虑以下因素：

——运行压力；

——管径；

——人口密度；

——输送介质；
——地形；
——高后果区识别结果、风险评价和完整性评价等结论与建议；
——气候。

8.3 检测与评价

8.3.1 管道投产3年内，应及时监测管顶覆土与水工防护完好情况，发现沉降、露管、水工防护损坏等情况时，应及时予以修复。

8.3.2 应定期检测管道埋深，对于发现埋深不足的应及时处理。检测周期满足以下要求：
——位于非农耕地管段宜每3年1次；
——位于农耕地、沙漠管段宜每年在春耕前进行1次；
——河流穿越处两侧位于水位冲刷线范围内的管段与沿河床埋设的管段宜每年在汛前、汛后各进行1次；
——挖沟法穿越的水下穿越管段宜每3年～5年1次，管道所穿越河流出现50年一遇强降雨后应及时检测。

8.3.3 管道内检测周期应符合GB 32167的规定。

8.3.4 管道外腐蚀直接评价应符合SY/T 0087.1的规定。管道内腐蚀直接评价应符合SY/T 0087.2的规定。

8.3.5 应分析检测结果，建立管道检测档案，原始数据及数据分析结果应存档。

8.4 腐蚀控制

8.4.1 应根据内检测、外检测、防腐层调查等评估管道防腐层状况，确定防腐层检查周期。对于发现的异常情况，应及时处理。

8.4.2 对于发现的存在腐蚀活性的防腐层缺陷，应立即修复。

8.4.3 管道外防腐层修理应符合SY/T 5918的规定。

8.4.4 应定期对管道防腐层、补口、保温层以及可能对阴极保护电流屏蔽的防护材料进行开挖检查，评价其性能，检查评价方法应符合SY/T 0087.1的规定。

8.4.5 应定期对阴极保护系统进行检查与测试，确保阴极保护系统运行正常、管地电位符合要求。管道阴极保护参数的测试应符合GB/T 21246的规定。

8.4.6 应识别、测试、减缓杂散电流对管道的影响，宜参照GB 50991和GB/T 50698的规定执行。

8.4.7 应定期检测绝缘接头、绝缘垫片的绝缘性以及排流设施的有效性。

8.4.8 应对输送介质的腐蚀性进行分析，并根据分析结果采取适用的内腐蚀控制措施。可通过安装探针或电阻监测装置、直接测量壁厚等方法，监测关键位置的内腐蚀情况。管道内腐蚀控制应符合GB/T 23258的规定。

8.5 管道维修

8.5.1 对于发现的管道管体缺陷，应根据管体缺陷类型及严重程度，结合管道运行压力及其设施的技术状况等及时进行评价并制定修复计划和方案；对于不可接受的缺陷，应及时调整管道运行压力并及时修复。

8.5.2 管道进行动火、挖掘、改造与维修等作业时应编制作业方案并经审批后实施。

8.5.3 对管道线路的不停输改造和维修作业，应根据评估结果和作业要求确定管道运行压力，并明确要求管道的开挖长度、方式及稳固措施等。

8.5.4 涉及到可能对社会公众有影响的管道维护、修理作业开始前，应向政府主管部门或涉及的相应

部门及社会公众通告作业要求和时间。

8.6 封存与处置

8.6.1 需停用的管道或管段，宜置换管内油气介质并注入惰性气体或不燃无毒液体进行封存；不能进行置换的，应按照运行管道进行管理；停用管道或管段宜与运行管道或管段进行有效隔离，必要时应断开连接。

8.6.2 需弃置或报废的管道或管段，应置换管内油气介质并制定处置方案；弃置或报废管道或管段应与运行管道或管段断开连接，弃置或报废的管道或管段两端应有效封堵。

8.6.3 管道封存停用期间，弃置或报废管道或管段在未完成处置前，应制定专项管理措施。

9 应急管理

9.1 应制定文件明确应急管理各项活动，主要包括应急预案编制、应急培训、应急演练与评价等。

9.2 应根据管道输送介质、管道运行条件、站场与沿线所处环境等情况，识别可能发生的生产突发事件，并按照 GB/T 29639 的规定编制应急预案。

9.3 应急预案应包括与周边单位、沿线居民和政府主管部门等的联动，及时更新联系信息。

9.4 定期对 9.1 要求的文件进行识别评价，每 3 年至少 1 次；条件发生变化时，应及时进行更新。

9.5 按照 8.1.7 配备的资源应满足应急响应的要求。

9.6 应根据应急预案的规定开展培训、应急演练与应急响应。

9.7 应保留应急管理各环节活动的记录。

附 录 A
（资料性附录）
投产方案主要内容

A.1 制定方案的依据

制定方案的依据包括：

a） 国家有关法规和规范；
b） 上级有关的文件和设计资料；
c） 输送介质物性；
d） 地温等自然条件；
e） 降凝剂评价结果；
f） 输送介质交接及供电、供水协议；
g） 与试运投产有关的其他资料。

A.2 投产组织与准备

投产组织与准备包括：

a） 投产组织机构的组成及职责；
b） 投产指挥工作流程；
c） 运行人员及相关制度的准备；
d） 投产资源量需求；
e） 抢修器材物资的配备；
f） 施工单位投产保驾方案及抢修队伍的职责。

A.3 技术内容

技术内容包括：

a） 投产必备条件；
b） 投产方式的确定；
c） 投产步骤；
d） 投产过程输量安排及温度、压力等参数计算；
e） 介质到各站及管段的时间；
f） 输气管道惰性气体置换量及置换、升压安排；
g） 采用预热输送的预热时间、预热水用量、油水混合物总量；
h） 气体排放；
i） 污水处理；
j） 试运行安排及功能测试。

A.4 操作程序

操作程序包括：

a） 设备调试；
b） 站内试运；
c） 清管；
d） 系统调试；
e） 预热；
f） 投产及全线联合试运；
g） 油水混合物的处理；
h） 试运行操作。

A.5 安全要求

安全要求包括：
a） 操作人员、抢修人员的安全要求；
b） 投产过程中的安全管理规定；
c） 风险分析与应对措施；
d） 应急预案；
e） 保驾方案。

A.6 附件

附件包括：
a） 站场工艺流程图和平面布置图；
b） 阀室工艺流程图；
c） 管道纵断面图和平面走向图；
d） 投产运行相关参数的计算书。

附 录 B
（资料性附录）
投产条件确认检查项目表

投产条件确认检查项目见表 B.1。

表 B.1 投产条件确认检查项目表

序号	类别	确认项内容		结果（符合/不符合）	备注
1	工程建设	线路工程	单位工程验收合格		
2			埋深符合设计要求		
3			防腐层检漏合格		
4			清管测径符合要求		
5			管道强度和严密性试验合格		
6			管道沿线水工及防护设施达到设计要求		
7			管道沿线无占压，管道与周边建、构筑物符合管道安全保护距离		
8			管道地面标识齐全完整，符合设计要求		
9			管道沿线地貌恢复符合要求		
10			天然气管道干燥合格		
11		站内工艺安装工程	单位工程验收完成		
12			工艺管网、阀门安装和焊接符合规范要求		
13			阀门和工艺管网强度和严密性试验合格		
14			工艺管网防腐、保温符合设计要求		
15		储罐工程	单位工程验收完成		
16			罐底板大角焊缝、壁板焊缝、浮船焊缝符合规范要求		
17			船舱严密性试验合格		
18			各类附件安装完成并符合设计要求		
19			充水沉降测试符合设计要求		
20			防火堤施工符合规范要求		
21		设备安装工程	单位工程验收完成		
22			输油泵机组联轴器安装，一、二次灌浆符合规范要求		
23			压缩机安装就位符合规范要求		
24			锅炉等压力容器安装就位符合规范要求		
25			加热炉安装就位符合规范要求		
26		电气工程	单位工程验收完成		

表 B.1（续）

序号	类别	确认项内容		结果（符合/不符合）	备注
27	工程建设	电气工程	电缆敷设安装符合规范要求		
28			变压器、断路器、隔离开关、电容器安装、配电柜安装符合规范要求		
29		仪表自动化工程	单位工程验收完成		
30			压力表、温度计、变送器、计量仪表等安装符合规范要求		
31			仪表线缆、保护管安装符合规范要求		
32			自动化机柜安装符合规范要求		
33		通信工程	单位工程验收完成		
34			通信线缆敷设符合规范要求		
35			传输设备安装符合规范要求		
36		土建及建筑物工程	单位工程验收完成		
37			地基、基础符合规范要求		
38			建筑物主体结构符合规范要求		
39			装饰、装修符合规范要求		
40	安全设备、设施	灭火器按设计要求配置，符合规范要求			
41		可燃气体监测设备按设计要求配置，符合规范要求			
42		安全阀、泄压阀等安全保护装置安装完好，并测试合格			
43		静电跨接、设备接地等设施安装完好，并测试合格			
44		强制检测设备如安全阀、压力表、温度计、变送器、可燃气体报警仪、火灾报警仪、计量仪表等经有资质的检验机构检验并取得检定合格证书			
45		消防道路畅通			
46		站场风向标已安装			
47		劳动防护用具配置齐全(呼吸器、防毒面具、防火服等)			
48	设备及系统调试	调控中心与现场的数据采集与监控系统联调已完成			
49		RTU 阀室通信、自控、数据远传等装置调试完成，达到技术要求			
50		输油泵机组电机试运完成，达到技术要求			
51		阀门和执行机构调试完成，达到技术要求			
52		电气工程线缆、断路器、变压器、隔离开关等完成实验，达到技术要求			
53		锅炉试运完成，达到技术要求			
54		加热炉调试完成，达到技术要求			
55		消防水泵、泡沫泵试运完成，达到技术要求			

表 B.1（续）

序号	类别	确认项内容	结果（符合/不符合）	备注
56	设备及系统调试	单体检测控制仪表（包括各种温度、压力、液位检测仪表、可燃气体探测器、火灾报警系统、消防仪表等）的调试完成，达到技术要求		
57		数据采集与监控系统完成调试，站控系统、紧急停车系统具备投用条件		
58		消防控制系统调试完成，达到设计要求		
59		压缩机组控制系统调试完成，达到技术要求		
60		锅炉、加热炉控制系统调试完成，达到技术要求		
61		恒电位仪调试、阴保桩测试完成，达到技术要求		
62		流量计、含水分析仪、在线密度计等计量器具标定（测试）完成		
63	投产前各种手续办理	项目核准手续齐全		
64		防雷防静电检测合格，取得证书		
65		取得压力容器备案文件		
66		消防系统通过验收		
67		供电、给排水、通信、供暖等相关协议已签订		
68	投产方案批复及投产方案落实情况	投产方案编制完成并已批复		
69		投产各种预案编制完成		
70		投产所需的介质（油、气、水等）准备完成		
71		已和上游资源、下游市场建立联系机制		
72		上下游销售和计量协议已签订		
73		投产所需的工器具、备品备件、消耗品等已配置		
74		维抢修设备、抢修物资配置落实		
75		各种投产规章制度编制完成		
76		投产前设备状态检查确认单编制完成		
77		各种警示牌、设备牌、工艺流向标识等配置完成		
78		特种作业人员取得操作资格证		
79		运行人员完成岗位培训并已配备到位		
80		维抢修人员完成培训并已配备到位		
检查人员签字			检查日期	

附 录 C
（资料性附录）
输油管道运行工艺计算

C.1 摩阻损失计算

管道内输送油品时沿程摩阻损失的计算见式(C.1)：

$$h=\beta\frac{Q_1^{2-m}\cdot\nu_1^m}{d_1^{5-m}}L_1 \qquad \cdots\cdots(C.1)$$

式中：

h ——管道沿程摩阻损失，单位为米(m)；

β ——流体摩阻系数，单位为二次方秒每米(s^2/m)；

Q_1——液流体积流量，单位为立方米每秒(m^3/s)；

m ——流态指数；

ν_1 ——液流运动黏度，单位为平方米每秒(m^2/s)；

d_1——管道内径，单位为米(m)；

L_1——管道长度，单位为米(m)。

表 C.1 确定了不同流态下系数 β 和指数 m 的数值。

表 C.1 不同流态下的 A、β、m 值

流 态		A	$\beta/(s^2/m)$	m
层 流		64	4.15	1
紊流	水力光滑区	0.316 4	0.024 6	0.25
	混合摩擦区	$10^{0.127\lg\frac{\varepsilon}{d_1}-0.627}$	0.080 2A	0.123
	粗糙区	λ	0.082 6λ	0

注 1：A——系数；

注 2：ε——绝对粗糙度，单位为米(m)；

注 3：λ——沿程摩阻损失系数。

C.2 温度计算

C.2.1 输油平均温度的计算见式(C.2)：

$$t_{av}=\frac{1}{3}t_{l1}+\frac{2}{3}t_{l2} \qquad \cdots\cdots(C.2)$$

式中：

t_{av}——计算管段的输油平均温度，单位为摄氏度(℃)，常温输送的输油管道，计算管段的输油平均温度取管中心埋深处的地温；

t_{l1}——计算管段的起点油温，单位为摄氏度(℃)；

t_{l2}——计算管段的终点油温，单位为摄氏度(℃)。

C.2.2 加热输送输油管道沿线温降(考虑摩擦热)的计算见式(C.3)～式(C.5):

$$\frac{t_{l1}-t_0-b}{t_{l2}-t_0-b}=e^{aL_l} \quad \cdots\cdots(C.3)$$

$$b=\frac{i\cdot g}{C\cdot a} \quad \cdots\cdots(C.4)$$

$$a=\frac{K\cdot\pi\cdot D}{G_l\cdot C} \quad \cdots\cdots(C.5)$$

式中:

t_0——管道中心处环境温度,单位为摄氏度(℃);

i——流量为 q_m 时的水力坡降,单位为米每米(m/m),可近似取计算管段的平均水力坡降;

g——重力加速度,数值为 9.81 m/s²;

C——输油平均温度下原油的比热容,单位为焦耳每千克摄氏度[J/(kg·℃)];

K——总传热系数,单位为瓦每平方米摄氏度[W/(m²·℃)];

D——管道外直径,单位为米(m);

G_l——油品质量流量,单位为千克每秒(kg/s)。

C.3 有效热负荷计算

加热站的有效热负荷计算见式(C.6):

$$Q_{yx}=G_l\cdot C(t_R-t_Z) \quad \cdots\cdots(C.6)$$

式中:

Q_{yx}——加热炉有效热负荷,单位为瓦(W);

t_R——原油进站温度,单位为摄氏度(℃);

t_Z——原油出站温度,单位为摄氏度(℃)。

C.4 燃料油消耗量计算

加热站的燃料油消耗量计算见式(C.7):

$$B=\frac{Q_{yx}}{E\cdot\eta_R}\times 3\,600 \quad \cdots\cdots(C.7)$$

式中:

B——燃料油消耗量,单位为千克每小时(kg/h);

η_R——加热系统效率;

E——燃料油热值,单位为千焦每千克(kJ/kg)。

C.5 混油段长度计算

成品油顺序输送混油段长度计算见式(C.8)～式(C.12):

$$\lg\lg(\nu_h\times 10^6+0.89)=0.5\lg\lg(\nu_A\times 10^6+0.89)+0.5\lg\lg(\nu_B\times 10^6+0.89) \quad \cdots\cdots(C.8)$$

$$Re=\frac{4q_v}{\pi\cdot d_l\cdot\nu_l} \quad \cdots\cdots(C.9)$$

$$Re_{lj}=10\,000e^{2.72d_l^{0.5}} \quad \cdots\cdots(C.10)$$

当 $Re>Re_{lj}$ 时：

$$C_h=11.75(d_1\cdot L_1)^{0.5}Re^{-0.1} \quad \cdots\cdots(C.11)$$

当 $Re\leqslant Re_{lj}$ 时：

$$C_h=18\ 385(d_1\cdot L_1)^{0.5}Re^{-0.9}e^{2.18d_1^{0.5}} \quad \cdots\cdots(C.12)$$

式中：

ν_h ——各 50%的混油在输送温度下的运动黏度，单位为平方米每秒(m^2/s)；

ν_A ——前行油品在输送温度下的运动黏度，单位为平方米每秒(m^2/s)；

ν_B ——后行油品在输送温度下的运动黏度，单位为平方米每秒(m^2/s)；

q_v ——混油段处的流量，单位立方米每秒(m^3/s)；

Re ——雷诺数；

Re_{lj} ——临界雷诺数；

e ——自然对数底数，e=2.718；

C_h ——混油段长度，单位为米(m)。

C.6 柴油和汽油相互掺混浓度计算

C.6.1 汽油中允许掺入柴油浓度的计算见式(C.13)：

$$K_d=\frac{(T_{g0}-124)^2-(T_g-124)^2}{(\rho_{20}-0.753)\times 2.8\times 10^4} \quad \cdots\cdots(C.13)$$

式中：

K_d ——汽油中允许掺入的柴油浓度，%；

T_{g0} ——汽油初馏点的最高允许值，单位为摄氏度(℃)；

T_g ——汽油实际的初馏点，单位为摄氏度(℃)；

ρ_{20} ——掺入的柴油 20 ℃的密度，单位为千克每立方米(kg/m^3)。

C.6.2 柴油中允许掺入汽油浓度的计算见式(C.14)：

$$K_g=\frac{16.7T_{l0}-32}{T_s+55}\lg\frac{T_{s0}}{T_s} \quad \cdots\cdots(C.14)$$

式中：

K_g ——柴油中允许掺入的汽油浓度，%；

T_{l0} ——汽油的 10%馏出温度，单位为摄氏度(℃)；

T_{s0} ——柴油的最低运行闪点，单位为摄氏度(℃)；

T_s ——柴油的实际闪点，单位为摄氏度(℃)。

C.6.3 较高牌号汽油允许掺入较低牌号汽油体积百分浓度的计算见式(C.15)：

$$K_C=\frac{N(N_2-N_1)-N_2(N-N_1)}{N_1(N-N_1)}\times 100\% \quad \cdots\cdots(C.15)$$

式中：

K_C ——掺入牌号较低汽油的允许体积百分浓度；

N ——较高牌号汽油在国标中规定的最低辛烷值；

N_1 ——较低牌号汽油的实际辛烷值；

N_2 ——较高牌号汽油的实际辛烷值。

附 录 D
（资料性附录）
输气管道运行工艺计算

D.1 输气量计算

D.1.1 当管段起点与终点的相对高差 $\Delta h \leqslant 200$ m 时的计算见式(D.1)：

$$Q_g = 11\ 522E \cdot d_g^{2.53}\left[\frac{p_1^2 - p_2^2}{Z \cdot T \cdot L_g \cdot G_g^{0.961}}\right]^{0.51} \quad \cdots\cdots (D.1)$$

式中：

Q_g——气体流量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米每天(m^3/d)；

E——输气管的效率系数；当 DN 为 300 mm～800 mm 时，$E=0.8\sim0.9$；当 DN＞800 mm 时，$E=0.91\sim0.94$；

d_g——输气管内径，单位为厘米(cm)；

p_1——输气管段内起点气体绝对压力，单位为兆帕(MPa)；

p_2——输气管段内终点气体绝对压力，单位为兆帕(MPa)；

Z——气体的压缩因子；

T——气体的平均温度，单位为开尔文(K)；

L_g——输气管计算段长度，单位为千米(km)；

G_g——气体的相对密度。

D.1.2 当管段起点与终点的相对高差 $\Delta h > 200$ m 时的计算见式(D.2)：

$$Q_g = 11\ 522E \cdot d_g^{2.53}\left\{\frac{p_1^2 - p_2^2(1+\alpha \cdot \Delta h)}{Z \cdot T \cdot L_g \cdot G_g^{0.961}\left[1+\frac{\alpha}{2L_g}\sum_{i=1}^{n}(h_i + h_{i-1})L_i\right]}\right\}^{0.51} \quad \cdots\cdots (D.2)$$

式中：

α——系数，$\alpha = 0.068\ 3G_g/(Z \cdot T)$，单位为负一次方米($m^{-1}$)；

Δh——输气管终点和起点的标高差，单位为米(m)；

n——输气管沿线高差变化所划分的计算段数；

h_i——各分管段终点的标高，单位为米(m)；

h_{i-1}——各分管段起点的标高，单位为米(m)；

L_i——各分管段长度，单位为千米(km)。

D.2 管道运行压力计算

D.2.1 管道内平均压力计算(不考虑节流效应)见式(D.3)：

$$p_m = \frac{2}{3}\left(p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2}\right) \quad \cdots\cdots (D.3)$$

式中：

p_m——管道内气体平均绝对压力，单位为兆帕(MPa)。

D.2.2 管道沿线任意点气体压力计算见式(D.4)：

$$p_x = \sqrt{p_1^2 - (p_1^2 - p_2^2)\frac{X}{L_g}} \quad \cdots\cdots (D.4)$$

式中：

p_x——管道沿线任意点气体绝对压力，单位为兆帕(MPa)；

X——管道计算段起点至沿线任意点的长度，单位为千米(km)。

D.3 管道内气体温度计算(不考虑节流效应)

D.3.1 管道内气体平均温度计算见式(D.5)：

$$t_m = t_0 + \frac{t_{g1} - t_0}{\delta \cdot L_g}(1 - e^{-\delta \cdot L_g}) \quad \cdots\cdots (D.5)$$

$$\delta = \frac{225.256 \times 10^6 K \cdot D}{Q_g \cdot G_g \cdot C_p}$$

式中：

t_m——管道计算段内气体的平均温度，单位为摄氏度(℃)；

t_{g1}——管道计算段内起点气体温度，单位为摄氏度(℃)；

δ——计算常数；

K——总传热系数，单位为瓦每平方米开尔文[W/(m² · K)]；

D——管道外径，单位为米(m)；

C_p——气体的定压比热，单位为焦耳每千克开尔文[J/(kg · K)]。

D.3.2 管道沿线任意点气体温度计算见式(D.6)：

$$t_x = t_0 + (t_{g1} - t_0)\, e^{-\delta \cdot X} \quad \cdots\cdots (D.6)$$

式中：

t_x——管道沿线任意点气体温度，单位为摄氏度(℃)。

D.4 管段管存计算

管段管存计算见式(D.7)：

$$V_0 = \frac{V_{管} \cdot p_{pj} \cdot T_0 \cdot Z_0}{p_0 \cdot T_{pj} \cdot Z} \quad \cdots\cdots (D.7)$$

式中：

V_0——管段管存量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米(m³)；

$V_{管}$——管段的设计管容量，单位为立方米(m³)；

p_{pj}——管段内气体的平均绝对压力，单位为兆帕(MPa)；

T_{pj}——管段内气体平均温度，单位为开尔文(K)；

注：$T_0 = 293.15$ K；$p_0 = 0.101\ 325$ MPa；$Z_0 = 0.998\ 0$(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)。

D.5 管道的储气能力计算

管道的储气能力计算见式(D.8)：

$$Q_{储} = \frac{V \cdot T_0}{p_0 \cdot T}\left(\frac{p_{1m}}{Z_1} - \frac{p_{2m}}{Z_2}\right) \quad \cdots\cdots (D.8)$$

式中：

$Q_{储}$——管道的储气量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米(m³)；

V——管道容积，单位为立方米(m³)；

p_{1m}——管道计算段内气体的最高平均绝对压力，单位为兆帕(MPa)；

p_{2m}——管道计算段内气体的最低平均绝对压力，单位为兆帕(MPa)；

Z_1 ——对应 p_{1m}时的气体压缩因子；

Z_2 ——对应 p_{2m}时的气体压缩因子。

D.6 输差计算式

D.6.1 输气量差值计算见式(D.9)：

$$Q_{差}=(V_1+Q_1)-(Q_2+Q_3+Q_4+V_2) \quad \cdots\cdots(D.9)$$

式中：

$Q_{差}$——某一时间输气管道内平衡输气量之差值，单位为立方米(m^3)；

Q_1 ——同一时间内的输入气量，单位为立方米(m^3)；

Q_2 ——同一时间内的输出气量，单位为立方米(m^3)；

Q_3 ——同一时间内输气单位的生产、生活用气量，单位为立方米(m^3)；

Q_4 ——同一时间内放空气量，单位为立方米(m^3)；

V_1 ——计算时间开始时，管道计算段内的储存气量，单位为立方米(m^3)；

V_2 ——计算时间终了时，管道计算段内的储存气量，单位为立方米(m^3)。

D.6.2 相对输差计算见式(D.10)：

$$\eta=\frac{Q_{差}}{V_1+Q_1}\times 100\% \quad \cdots\cdots(D.10)$$

式中：

η——相对输差。

D.7 管道输送能力利用率计算

管道输送能力利用率计算见式(D.11)：

$$\eta_1=\frac{Q_{实}}{Q_{设}}\times 100\% \quad \cdots\cdots(D.11)$$

式中：

η_1 ——管道年输送能力利用率；

$Q_{实}$ ——实际输送气量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米每年(m^3/a)；

$Q_{设}$ ——设计输送气量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米每年(m^3/a)。

D.8 管道输送效率计算

管道输送效率计算见式(D.12)：

$$\eta_2=\frac{Q_{日}}{Q_{计}}\times 100\% \quad \cdots\cdots(D.12)$$

式中：

η_2 ——管道输送效率；

$Q_{日}$——实际输送气量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米每天(m^3/d)；

$Q_{计}$——管道计算输送气量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米每天(m^3/d)。

D.9 管道清管计算式

D.9.1 清管最大压差估算

清管最大压差估算见式(D.13)：

$$p = p_1^* + p_2^* + p_3^* \quad \cdots\cdots (D.13)$$

式中：

p ——最大压差，单位为兆帕(MPa)；

p_1^*——清管器的启动压差，单位为兆帕(MPa)；

p_2^*——当前收、发站之间输气压差，单位为兆帕(MPa)；

p_3^*——估算管内最大的积液高程绝对压力，单位为兆帕(MPa)。

D.9.2 清管气量估算公式

D.9.2.1 清管所需输气流量估算见式(D.14)：

$$Q_{估} = 240\ 000F \cdot \overline{p} \cdot \overline{v} \quad \cdots\cdots (D.14)$$

式中：

$Q_{估}$——输气流量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米每天(m^3/d)；

F ——管道内径横截面积，单位为平方米(m^2)；

$\overline{p}$ ——清管器后平均压力，单位为兆帕(MPa)；

$\overline{v}$ ——清管器运行平均速度，单位为千米每小时(km/h)。

D.9.2.2 清管总进气量估算见式(D.15)：

$$Q_{总} = 10\ 000F \cdot L^* \cdot \overline{p} \quad \cdots\cdots (D.15)$$

式中：

$Q_{总}$——总进气量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米(m^3)；

L^* ——清管器运行距离，单位为千米(km)。

D.9.3 清管器运行时间估算

清管器运行时间估算见式(D.16)：

$$t = \frac{L^*}{\overline{v}} \quad \cdots\cdots (D.16)$$

式中：

t——清管器运行时间，单位为小时(h)。

D.9.4 清管器运行距离估算

清管器运行距离估算见式(D.17)：

$$l_{估} = \frac{4p_0 \cdot T_1 \cdot Z \cdot Q_{进}}{\pi \cdot d_g^2 \cdot T_0 \cdot \overline{p}} \quad \cdots\cdots (D.17)$$

式中：

$l_{估}$ ——清管器运行距离，单位为米(m)；

T_1 ——清管器后管段内气体平均温度，单位为开尔文(K)；

$Q_{进}$——清管期间的累计进气量(压力为 0.101 325 MPa、温度为 293.15 K 条件下)，单位为立方米(m^3)；

d_g ——输气管内径，单位为米(m)；

D.9.5 清管器运行速度估算公式

D.9.5.1 输气流量可计算下的瞬时速度计算见式(D.18)：

$$v_p = \frac{Q_g}{240\ 000F \cdot \overline{p}} \qquad \cdots\cdots(D.18)$$

式中：

v_p——清管器运行速度，单位为千米每小时(km/h)。

D.9.5.2 输气流量不可计算下的速度计算见式(D.19)：

$$\overline{v} = \frac{l_s}{t_s} \qquad \cdots\cdots(D.19)$$

式中：

l_s——清管器的实际运行距离，单位为千米(km)；

t_s——清管器运行 l_s 距离的实际时间，单位为小时(h)。

附 录 E
（资料性附录）
清管方案主要内容

E.1 制定方案的依据

制定方案的依据包括：

a） 国家有关法规和规范；
b） 上级有关的文件和设计资料；
c） 输送介质物性及地温等自然条件；
d） 管道的基本情况。

E.2 清管组织与准备

清管组织与准备包括：

a） 清管组织机构的组成及职责；
b） 对管道运行进行分析，分析管道结蜡、积液、管道内部清洁状况等；
c） 根据管道结蜡、积液、管道内部清洁状况和运行情况等，制定清管周期；
d） 根据输量，安排清管时间；
e） 制定清管方案，并报上级主管部门批准。

E.3 技术内容

技术内容包括：

a） 清管前管道运行工作情况（包括输送介质物理性质、各站运行参数、各站间管道当量直径、清管器到达各站时间的预测）及参数计算结果；
b） 管道结蜡、积液、内部洁净程度等状况分析；
c） 清管器选择；
d） 清管过程及清管后运行参数测算；
e） 清管操作规程；
f） 清管安排及时间。

E.4 操作程序

操作程序包括：

a） 清管器发、转、收系统及相关配套设施检查；
b） 清管器发送、转发、接收操作；
c） 清管器跟踪；
d） 污物排放与处理。

E.5 安全要求

安全要求包括：

a） 操作人员、抢修人员的安全要求；
b） 清管过程中的安全管理规定；
c） 事故预想及处理措施。

E.6 附件

附件包括：
a） 站场工艺流程图和平面布置图；
b） 阀室工艺流程图；
c） 管道纵断面图和平面走向图；
d） 清管运行相关参数的计算书。

参 考 文 献

[1] GB/T 17747.2 天然气压缩因子的计算 第2部分:用摩尔组成进行计算
[2] GB/T 50698 埋地钢质管道交流干扰防护技术标准
[3] GB 50991 埋地钢质管道直流干扰防护技术标准
[4] DL/T 1195 火电厂高压变频器运行与维护规范
[5] SY/T 6713 管道公众警示程序
[6] SY/T 6964 石油天然气站场阴极保护技术规范