**UDC**

中华人民共和国国家标准 

**P GB 55**XXX **– 202X**

**输油管道工程项目规范**

Project code for oil transportation pipeline engineering

**（征求意见稿）**

202X– XX –XX 发布 202X – XX –01 实施

|  |  |
| --- | --- |
| 中华人民共和国住房和城乡建设部 | 联合发布 |
| 国家市场监督管理总局 |

中华人民共和国国家标准

**输油管道工程项目规范**

Project code for oil transportation pipeline engineering

**GB 55**XXX **-202X**

主编部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：202X年XX月1日

**中国建筑工业出版社**

202X 北 京

**前 言**

为适应国际技术法规与技术标准通行规则，2016年以来，住房城乡建设部陆续印发《深化工程建设标准化工作改革的意见》等文件，提出政府制定强制性标准和推荐性标准、社会团体制定团体标准的长远目标，明确了用全文强制性工程建设规范逐步取代标准中分散的强制性条文的改革任务，逐步形成由法律、行政法规、部门规章中的技术性规定与全文强制性工程建设规范构成的“技术法规”体系。

**关于规范种类。**强制性工程建设规范体系覆盖工程建设领域各类建设工程项目，分为工程项目类规范（简称项目规范）和通用技术类规范（简称通用规范）两种类型。在强制性工程建设规范体系中，项目规范是主干，以工程建设项目整体为对象，以项目的规模、布局、功能、性能和关键技术措施等五大要素为主要内容。通用规范是工程项目建设过程中共性的、通用的专业性关键技术措施，以实施工程建设项目功能性能要求的各专业通用技术为对象，以勘察、设计、施工、维修、养护等通用技术要求为主要内容。

**关于五大要素。**强制性工程建设规范的各项要素是工程建设活动必须遵守的基本规定。项目的规模要求，主要规定项目应具备完整的生产或服务能力，应与经济社会发展水平相适应。项目的布局要求，主要规定产业布局、项目选址、总体设计、总平面布置以及与规模相协调的统筹性技术要求，应结合需求、资源、效益等因素合理分布。项目的功能要求，主要规定项目构成和用途、项目构成的基本组成单元等，应实现并发挥项目的预期目标。项目的性能要求，主要规定项目建设水平或技术水平的高低程度，明确绿色、智慧、安全、环保等项目性能应达到的基本水平。项目的关键技术措施要求，主要规定工程质量、安全生产、节能降耗、生态环保、公共服务、可持续等方面的具体技术要求，应支撑或满足项目的功能性能要求贯彻落实。

**关于规范实施。**强制性工程建设规范具有强制约束力，是保障人民生命财产安全、工程质量安全、生态环境安全、公众权益和公众利益，以及促进能源资源节约利用、满足经济社会管理等方面的控制性底线要求，工程建设项目的勘察、设计、施工、验收、维修、养护、拆除等全过程中必须严格执行。同时，还应结合项目的具体情况、条件等因素，实施相关的推荐性工程建设标准，进一步将强制性工程建设规范的各项要求落实到项目的建设和运维中。除配套执行推荐性工程建设标准外，在满足强制性工程建设规范规定的项目功能、性能要求和关键技术措施的前提下，也可选用相关团体标准、企业标准，使项目达到更高质量、更高水平、更高效益。项目采用的推荐性工程建设标准、团体标准、企业标准要与强制性工程建设规范协调配套，各项技术要求不得低于强制性工程建设规范的相关技术水平。

强制性工程建设规范实施后，现行工程建设国家标准、行业标准中相关的强制性条文同时废止。现行工程建设地方标准中的强制性条文应及时修订，且不得低于强制性工程建设规范的规定。现行工程建设标准与强制性工程建设规范的规定不一致的，以强制性工程建设规范的规定为准。

**目 次**

[1总则 1](#_Toc184202477)

[2 基本规定 2](#_Toc184202478)

[2.1 规模与布局 2](#_Toc184202479)

[2.2 建设要求 2](#_Toc184202480)

[2.3 运行维护 5](#_Toc184202481)

[3 管道线路 6](#_Toc184202482)

[3.1一般规定 6](#_Toc184202483)

[3.2 管道线路 6](#_Toc184202484)

[3.3 线路标识 7](#_Toc184202485)

[4 输油站 8](#_Toc184202486)

[4.1 一般规定 8](#_Toc184202487)

[4.2 工艺设备及管道 8](#_Toc184202488)

[4.3 辅助生产设施 9](#_Toc184202489)

**Contents**

[1General Provisions 1](#_Toc184202477)

[2 Basic Requirements 2](#_Toc184202478)

[2.1 Capacity and Layout 2](#_Toc184202479)

[2.2 Construction Requirement 2](#_Toc184202480)

[2.3 Operation and Maintenance 5](#_Toc184202481)

[3 Oil Pipeline 6](#_Toc184202482)

[3.1 General Requirement 6](#_Toc184202483)

[3.2 Pipeline 6](#_Toc184202484)

[3.3 Pipeline Marking 7](#_Toc184202485)

[4 Oil Station 8](#_Toc184202486)

[4.1 General Requirement 8](#_Toc184202487)

[4.2 Process Equipment and Pipeline 8](#_Toc184202488)

[4.3 Auxiliary Facilities 9](#_Toc184202489)

**1总则**

1.0.1为保障输油管道建设质量、运行安全，维护生态环境以及促进能源资源节约利用，强化政府监管，加强企业管理，满足国家经济建设和社会发展的需要，依据有关法律、法规，制定本规范。

1.0.2 陆上输油管道的规划、建设、运行管理和弃置必须遵守本规范。

1.0.3 本规范是输油管道工程项目规划、建设、运行管理和弃置等阶段的基本要求。当输油管道工程项目建设采用的技术措施与本规范的规定不一致，或本规范无相关要求且无相应标准的，应采取合规性判定。

1.0.4输油管道工程项目的规划、建设、运行管理和弃置各阶段，除应符合本规范外，尚应符合国家和地方的法律法规、现行有关工程项目规范和通用规范的规定。

1.0.5工程建设所采用的技术方法和措施是否符合本规范要求，由相关责任主体判定。其中，创新性的技术方法和措施，应进行论证并符合本规范中有关性能的要求。

**2 基本规定**

2.1 规模与布局

2.1.1输油管道工程项目建设规划应符合国家或地方政府能源规划的要求，并应与其它建设规划相协调。

2.1.2输油管道工程项目的建设规模，应根据油源条件、用户需求、项目在管网中的功能定位、技术经济条件等因素，综合分析确定。

2.2 建设要求

2.2.1输油管道输送介质应是质量合格的商品原油、成品油和液态液化石油气产品。

2.2.2输油管道工程项目应控制全生命周期内固、液、气等废（弃）物和噪声的产生，并应对产生的固、液、气等废（弃）物进行无害化处置。

2.2.3输油管道选用的设备和材料应是安全、环保和节能的产品，输油管道工艺系统及辅助生产设施的功能应完整，性能应可靠。

2.2.4输油管道设计时应明确管道各段的设计压力和设计温度。

2.2.5输油管道系统任何一处的设计内压力不应小于该处各输送工况下的最高稳态操作压力，且不应小于管内流体处于静止状态下该处的静压力。管道及管道附件应能承受作用在其上的外压、内压、外压与内压之间最大压差。

2.2.6液态液化石油气在管道中输送时，沿线任何一点的绝对压力应高于输送温度下液态液化石油气的饱和蒸气压。

2.2.7输油管道系统应进行水击分析，管道系统中的任何一点的瞬间最大压力值不应超过输油管道设计内压力的1.1倍。

2.2.8输油管道应根据输送介质、管径、长度、沿线地形条件、内检测需求等因素设置清管设施。当使用内检测器时，清管设施应能满足内检测器发送与接收的要求。

2.2.9输油管道首末站和中间有介质注入的站场应设置对输送介质物性进行检测与分析的设施。

2.2.10输油管道应设置仪表检测及控制系统。

2.2.11输油管道应设置安全防范系统。

2.2.12输油管道应设有泄漏检测系统或相关泄漏检测措施。

2.2.13输油管道直管段的钢管壁厚应按下式计算：

  （2.2.13-1）

式中 **** — 直管段钢管计算壁厚（mm）；

 — 设计内压力（MPa）；

 — 钢管外直径（mm）；

 — 钢管许用应力（MPa）。

2.2.14钢管许用应力应满足下列规定：

1 线路段管道的许用应力应按下式计算：

 =*K*·*φ*· （2.2.14-1）

式中  — 许用应力（MPa）；

 K — 设计系数，输送原油、成品油管道除穿跨越管段应按相关规范的规定取值外，输油站外一般地段应取0.72，城镇中心区、市郊居住区、商业区、工业区、规划区取0.6；输油站内与清管器收发筒相连接的干线管道应取0.6。液态液化石油气管道的设计系数按照相关规范选取。

**— 钢管标准规定的最小屈服强度（MPa）；

*φ*— 焊缝系数。

2原油、成品油管道站内管道的许用应力应取公式（2.2.14-2）和公式（2.2.14-3）中计算的较小值。

 （2.2.14-2）

 （2.2.14-3）

式中 $\left[σ\right]\_{t}$ — 设计温度下的许用应力（MPa）；

 $σ\_{b}^{t}$ — 材料设计温度下的最低抗拉强度，MPa；

 $σ\_{s}^{t}$ — 材料设计温度下的最低屈服强度，MPa。

2.2.15钢管外径与壁厚之比值不应大于100。

2.2.16输油管道使用的钢管、管件、法兰等管道元件应具有良好的力学性能和可焊性。管道元件焊接端的几何尺寸、坡口加工等指标应相互匹配，并应满足组对、焊接、无损检测和保证焊接质量的要求。

2.2.17管道线路应采用焊接连接，站场内管道应采用焊接或法兰连接。焊接施工前应制定预焊接工艺规程、进行焊接工艺评定、编制焊接工艺规程。固定管道连头口和返修焊口的焊接应单独制定焊接工艺。焊接材料选择应依据合格的焊接工艺评定报告确定。

2.2.18管道环焊缝应进行无损检测。

2.2.19线路及站场管道应进行强度试验和严密性试验。

2.2.20液态液化石油气的管道投产前应采用惰性气体对管内空气进行置换。

2.2.21液态液化石油气管道材料的选择应满足抗低温下的脆性断裂和运行温度下的塑形断裂要求。

2.2.22管道线路及站场管道、设备及金属设施应采取防腐蚀措施。

2.2.23采用智能化设计、施工及运营的输油管道，应进行工程项目全生命周期内数据采集、数据移交和数字化管理。

2.3 运行维护

2.3.1管道企业应配备与管道特征相适应的维修和抢修资源，或通过协议委托具备相应能力的单位提供维修和抢修服务。

2.3.2输油管道应根据运营情况确定清管周期。

2.3.3管道企业在生产运行中应根据介质特性和站场工艺要求制定运行操作规程和事故应急预案。

2.3.4对在役管道进行开挖、动火、管线打开、进入受限空间等作业时应采取必要的安全防护措施，制定专项作业方案。

2.3.5停用、封存与废弃的输油管道，应采取必要的安全防护措施，制定处置方案。

2.3.6管道企业应定期开展管道完整性管理，进行风险识别和评价，制定风险消减与管控措施。

**3 输油线路**

**3.1一般规定**

3.1.1线路路由应根据油源位置、目标市场分布和管道功能定位，经多方案技术经济比较后确定。方案比选应考虑下列因素：

1 管道沿线国土空间规划、能源专项规划及其他专项规划；

2 油品管网布局，管道沿线城镇、交通、电力、水利、矿产资源、生态环境、文物保护；

3 管道沿线的地形、地貌、地质、水文、气象、地震等自然条件；

4 管道施工、运行管理和维抢修的便利性。

3.1.2并行敷设的管道应统筹规划、合理布局。并行管道的布置间距应满足施工及维护的需要。

3.1.3输油管道沿线应设置截断阀，在河流大型穿跨越及饮用水水源保护区两端应设置线路截断阀。

3.1.4线路截断阀应设置在不受地质灾害及洪水影响的地方。

**3.2 管道线路**

3.2.1管道线路不应通过军事禁区、飞机场、汽车客运站、海（河）港码头、锚地、铁路的旅客车站以及法律法规禁止的区域。

3.2.2管道线路应避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水等严重危害区域。当路由选择受到条件限制且不可避免通过上述区域时，应进行地质灾害风险评价并采取防治措施。

3.2.3除受条件限制的局部管段外，管道线路应采用埋地敷设。

3.2.4线路管道应根据敷设形式、所处环境和运行条件，线路管道应根据所承受的永久荷载、可变荷载和偶然荷载，进行强度和稳定性校核。

3.2.5线路使用的热煨弯管不应采用带有环焊缝的钢管制作，曲率半径应满足管道清管及内检测作业的需求。

3.2.6位于设计地震动峰值加速度大于或等于0.2g地区的管道，应进行抗拉伸和抗压缩验算。

3.2.7分段试压合格后的管段连通时，连接使用的钢管安装前应试压合格，相互之间连接的环焊缝应经100%超声波和100%射线检验合格。

3.2.8管道线路沿线应采取保护管道及防止水土流失的水工保护和水土保持相结合的措施。

3.2.9通过高后果区的线路管段应开展风险评价，并应根据评价结果采取安全防护措施。

**3.3 线路标识**

3.3.1管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩、交叉桩和警示牌等永久性标识。

3.3.2高后果区和易受第三方损坏区域内的埋地管段，应加密设置地面标识，并应在管道顶上方连续埋设警示带。

3.3.3同沟敷设的管道，以及多管共用隧道、涵洞或共用管桥跨越的并行管道段，应设置有可明显识别管道类型的差异性标识。

**4 输油站**

**4.1 一般规定**

4.1.1站场工艺和生产辅助设施的功能、性能、指标应满足输送系统安全和运行管理的要求。

4.1.2站内存在可燃液体、气体泄漏并集聚的空间或场所，应采取安全措施。

4.1.3站场应依据其类型、规模、介质特性和火灾危险性等因素设置相应的消防设施或器材。

4.1.4输油站应进行防爆危险区域划分，防爆危险区域等级应符合输送的介质特性、释放源的等级和周围环境条件；区域内的电气设备应满足防爆区域保护等级要求。

4.1.5输油站场应采取防雷、防静电措施；各类建筑物和构筑物抗震和防火性能应符合相关标准要求。

4.1.6站场外进站道路应满足维抢修车辆和消防车通行的需求；站场出入口以及站内消防通道的布置、宽度、净空高度及转弯半径等技术指标应满足消防车、维修车等通行的要求。站内架空管道应设置限高标识。

4.1.7站场的防洪标准应按重现期不小于50年设计。

4.1.8输油站场的含油与不含油污水，应分别采取处置措施。

**4.2 工艺设备及管道**

4.2.1输油泵机组、加热炉应具备故障报警、自动停机和现场人工紧急停机功能。

4.2.2存在超压可能的管道应设置压力保护设施。

4.2.3水击泄压系统不应接入其他密闭管道系统。泄压管路上不应设置可能影响压力快速泄放的设备设施。

4.2.4站内管线安装设计应采取减小振动和应力的措施。输油泵机组进、出口配管对泵体连接法兰所产生的应力应小于泵技术条件的允许值。

4.2.5工艺设备区域应有设备安装、操作、维检修的空间及事故状态下人员逃生通道。

**4.3 辅助生产设施**

4.3.1站场内可能存在易燃易爆物质泄漏或挥发的封闭场所应设置通风设施。

4.3.2输油站场应设置安全仪表系统，并应进行分级设计。

4.3.3储油罐区消防控制系统启动报警信号应传送至站场控制系统。

4.3.4输油站的电力负荷等级应符合输油管道工艺运行的要求，加热输送原油管道不可越站的热（泵）站、反输热（泵）站的电力负荷等级应为一级。

4.3.5输油生产的供热系统应满足输送工艺的要求。