

# 团 体 标 准

T/CASEI ××××—××××

## 油气管道泄漏检测及封堵技术规范

Leakage Inspection and Plugging Technical Specification for Oil & Gas  
Pipelines

(征求意见稿)

××××-××-××发布

××××-××-××实施

中国特种设备检验协会 发布

# 目 次

前 言 .....	IV
1 范围 .....	5
2 规范性引用文件.....	5
3 术语和定义 .....	5
4 总则 .....	6
4.1 一般要求 .....	6
5 泄漏检测 .....	6
5.1 泄漏检测的一般规定 .....	6
5.2 管道检测 .....	7
5.3 检测周期 .....	8
5.4 检测仪器 .....	8
6 泄漏封堵准备.....	9
6.1 作业环境检测与评价要求 .....	9
6.2 泄漏封堵作业警戒布控要求 .....	9
6.3 泄漏封堵作业场地准备要求 .....	9
6.4 泄漏封堵作业运行准备要求 .....	10
7 泄漏封堵作业.....	10
7.1 补板修复 .....	10
7.2 B 型套筒修复.....	11
7.3 钢质环氧套筒 .....	11
7.4 补板式夹具修复 .....	12
7.5 封头式夹具修复 .....	13
7.6 引流式补强套筒修复 .....	13
7.7 柔性夹具修复 .....	13
7.8 机械夹具 .....	13
7.9 换管修复 .....	14
8 管道泄漏封堵焊接及检测.....	14
8.1 在役管道焊接 .....	14
8.2 连头对接口焊接 .....	16
8.3 焊后保温 .....	16
8.4 焊缝检测 .....	16
8.5 缺陷的返修及返修验收 .....	17

9 防腐与标志 .....	17
10 健康、安全、环境.....	17
10.1 一般要求 .....	17
10.2 安全防护 .....	17
10.3 环境保护 .....	17
附录 A 泄漏检测仪器选用（资料性附录） .....	18
参 考 文 献 .....	20

## 前 言

本文件按照 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和编写规则》的规定起草。

本文件由中国特种设备检验协会提出并归口。

本文件起草单位：。

本文件主要起草人：

本文件为首次发布。

# 油气管道泄漏检测及封堵技术规范

## 1 范围

本标准规定了钢质油气管道泄漏封堵作业技术要求。

本标准适用于陆上长输油气管道泄漏失效后的封堵作业。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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/T 28055 钢质管道带压封堵技术规范

GB/T 31032 钢质管道焊接及验收

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

SY/T 4109 石油天然气钢质管道无损检测

SY/T 5918 埋地钢质管道外防腐层修复技术规范

SY/T 6524 石油工业作业场所劳动防护用具配备要求

## 3 术语和定义

### 3.1

**B型套筒修复** type B sleeve

套筒由两片能够组成一个完整筒状的半圆组成，其内径匹配待修复管道的外径。维修时可整体包住待修复管道区域。

### 3.2

**补板修复** patch repair

通过焊接的方式在母材待修复区域覆盖一块弧板的修复方法。

### 3.3

**引流式补强套筒修复** vent type reinforcement sleeve repair

利用套筒短节位置的密封限制泄漏介质的扩散，通过短节连接支管将泄漏介质引流至安全区域，在缺陷区域创造安全的套筒焊接环境来进行泄漏封堵的方法。

### 3.4

**补板式卡具修复** reinforcing patch clamp repair

利用补板短节位置的密封限制泄漏介质的扩散，通过短节连接支管将泄漏介质引流至安全区域，在缺陷区域创造安全的补板焊接环境来进行泄漏封堵的方法。

### 3.6

#### 封头式卡具修复 cap clamp repair

利用封头型空腔罩住修复区域的突起物，由补板的密封限制泄漏介质的扩散，通过短节连接支管将泄漏介质引流至安全区域，在缺陷区域创造安全的补板焊接环境来进行泄漏封堵的方法。

### 3.7

#### 机械夹具修复 mechanical clamp repair

采用两块带有密封元件的弧形壳体组成的夹具，通过螺栓紧固的手段止住泄漏的一种修复方法。

### 3.8

#### 换管修复 pipe replacement repair

将存在缺陷的管段整体切除更换的修复方法。

## 4 总则

### 4.1 一般要求

4.1.1 从事钢质管道带压封堵作业的单位应持有国家法律法规规定的许可。

4.1.2 作业前，施工单位应根据设计文件和业主(检修)工艺方案，编制施工组织设计或技术方案及质量、安全、健康和环境作业文件,并报业主审批。

4.1.3 封堵过程中使用的卡具、套筒、对开三通等物资承压等级应不低于管道设计压力，开孔封堵设备和管件装备满足管道开孔、封堵作业要求。

4.1.4 在条件具备的情况下可通过无人机监测泄漏现场介质扩散浓度，采用配套封堵装备进行无人化的封堵作业，提高封堵作业效率。如需人工入场，进入危险区的人员应佩戴正压式呼吸器、穿戴阻燃和防静电功能的劳保用品。进入有毒区域的人员应佩戴保护用具，符合SY/T 6524 的规定。

4.1.15 封堵作业现场应有明显的安全警示标志。

## 5 泄漏检测

### 5.1 泄漏检测的一般规定

5.1.1 泄漏检测人员应根据管网规模及设备、设施的数量等因素配置，并应通过相关知识及检测技能的培训。

5.1.2 泄漏检测人员及检测场所的安全保护应符合现行行业标准《石油工业作业场所劳动防护用具配备要求》SY/T 6524 的有关规定。检测现场安全标志的设置应符合现行标准的有关规定。

5.1.3 埋地管道的常规泄漏检测宜按泄漏初检、泄漏判定和泄漏点定位的程序进行。

5.1.4 当接到泄漏报告时，可直接进行泄漏判定；当发生管道事故时，可直接进行泄漏点定位。

5.1.5 泄漏检测方法应根据检测项目和检测程序进行选择，并可按表 1 的规定执行。当同时采用两种以上方法时，应以仪器检测法为主。

表1 埋地管道泄漏检测方法选择

检测项目	检测程序		
	泄漏初检	泄漏判定	泄漏点定位
埋地管道	仪器检测 环境观察	气相色谱分析	仪器检测、检测孔检测 或开挖检测

## 5.2 管道检测

5.2.1 埋地管道的泄漏初检宜在白天进行，且宜避开风、雨、雪等恶劣天气。

5.2.2 埋地管道的泄漏初检可采取车载仪器、手推车载仪器或手持仪器等检测方法，检测速度不应超过仪器的检测速度限定值，并应符合下列规定：

- a) 对埋设于车行道下的管道，宜采用车载仪器进行快速检测，车速不宜超过 30km/h；
- b) 对埋设于荒野、农田、人行道、绿地、庭院等区域的管道，宜采用手推车载仪器或手持仪器进行检测，行进速度宜为 1m/s。

5.2.3 采用仪器检测时，应沿管道走向在下列部位进行检测：

- a) 管道附近的道路接缝、路面裂痕、土质地面或草地等；
- b) 管道附属设施及泄漏检查孔、检查井等；
- c) 管道附近的其他市政管道井或管沟等。

5.2.4 在使用仪器检测的同时，应注意查找燃气异味，并应观察燃气管道周围植被、水面及积水等环境变化情况。当发现有下列情况时，应进行泄漏判定：

- a) 检测仪器有浓度显示；
- b) 空气中有异味或有气体泄出声响；
- c) 植被枯萎、积雪表面有黄斑、水面冒泡等。

5.2.5 泄漏判定应判断是否为燃气泄漏及泄漏燃气的种类。经判断确认为燃气泄漏后应立即查找漏点。

5.2.6 检测孔检测或开挖检测前应核实地下管道的详细资料，不得损坏燃气管道及其他市政设施。检测孔内燃气浓度的检测应符合下列规定：

- a) 检测孔应位于管道上方；
- b) 检测孔数量与间距应满足找出泄漏燃气浓度峰值的要求；
- c) 检测孔深度应大于道路结构层的厚度，孔底与燃气管道顶部的距离宜大于 300mm，各检测孔的深度和孔径应保持一致；
- d) 燃气浓度检测宜使用锥形或钟形探头，检测时间应持续至检测仪器示值不再上升为止；
- e) 检测液化石油气浓度的探头应靠近检测孔底部。

5.2.7 检测孔检测完成后，应对各检测孔的数值进行对比分析，确定燃气浓度峰值的检测孔，并应从该检测孔进行开挖检测，直至找到泄漏部位。

5.2.8 开挖前，应根据燃气泄漏程度确定警戒区，并应设立警示标志，警戒区内应对交通采取管制措施，严禁烟火。现场人员应佩戴职责标志，严禁无关人员入内。

5.2.9 开挖过程中，应随时监测周围环境的燃气浓度。

### 5.3 检测周期

5.3.1 埋地管道泄漏初检周期应根据材质、设计使用年限及环境腐蚀条件等因素确定。

5.3.2 埋地管道常规的泄漏初检周期应符合下列规定：

- a) 铸铁管道和未设阴极保护的钢质管道，检测周期不应超过半年；
- b) 管道运行时间超过设计使用年限的 1/2，检测周期应缩短至原周期的 1/2。

5.3.3 埋地管道因腐蚀发生泄漏后，应对管道的腐蚀控制系统进行检查，并应根据检查结果对该区域内腐蚀因素近似的管道原有的检测周期进行调整，加大检测频率。

5.3.4 发生地震、塌方和塌陷等自然灾害后，应立即对所涉及的埋地管道及设备进行泄漏检测，并应根据检测结果对原有的检测周期进行调整，加大检测频率。

5.3.5 新通气的埋地管道应在 24h 内进行泄漏检测；切线、接线的焊口及管道泄漏修补点应在操作完成通气后立即进行泄漏检测。上述两种情况均应在 1 周内进行 1 次复检，复检合格正常运行后的泄漏初检周期应按本规程第 5.3.2 条的规定执行。

5.3.6 管道附属设施的泄漏检测周期应小于或等于与其相连接管道的泄漏检测周期。

### 5.4 检测仪器

5.4.1 泄漏检测仪器应具备下列基本性能：

- a) 对燃气泄漏进行定性、定量检测；
- b) 声光报警；
- c) 启动速度快，反应时间短；
- d) 性能稳定、操作简单；
- e) 结构坚固，密封良好，外壳防护等级不低于 IP54；
- f) 满足检测环境中温度与湿度的要求；
- h) 防爆型检测仪器的防爆等级不低于 Exe II T4。

5.4.2 用于埋地管道泄漏初检的泄漏检测仪器的灵敏度不应低于  $10 \times 10^{-6}$ 。

5.4.3 检测爆炸下限和检测高浓度的泄漏检测仪器的最大允许误差应为 ± 5%。

5.4.4 检测孔钻孔设备及专用勘探棒的手柄应具有防触电功能。

5.4.5 泄漏检测仪器应根据燃气种类、管网规模和设备设施类型、检测仪器功能等因素配备。

5.4.6 泄漏检测仪器的选用可按本规程附录 A 的规定执行。配备的泄漏检测仪器可具有下列单一功能或多项组合功能：

- a) 检测气体百万分比浓度；
- b) 检测气体百分比浓度；
- c) 检测爆炸下限百分比浓度；
- d) 检测气体组分百分比。

5.4.7 泄漏检测应配备钻孔机、真空泵等附属设备。

5.4.8 有防爆要求的场所应配备防爆型检测仪器。

5.4.9 泄漏检测仪器应处于良好的工作状态，且应进行日常维

5.4.10 泄漏检测仪器在使用前应进行检查，并应符合下列规定：

- a) 仪器外观应清洁、完好；
- b) 电池应达到额定电压；
- c) 机械或电子设备的零点应已校准；

d) 采样系统应通畅，过滤器不得堵塞。

5.4.11 泄漏检测仪器设置的初始报警值应在检测过程中根据检测对象和环境条件等因素进行设定。

5.4.12 泄漏检测仪器在使用及存放过程中应防水、防潮，不得暴晒和剧烈振动。

5.4.13 泄漏检测仪器应定期进行校准，校准周期不应超过 1 年。

## 6 泄漏封堵准备

### 6.1 作业环境检测与评价要求

6.1.1 作业前，检查区域内的可燃气体含量，可燃气体浓度应低于其爆炸下限 10%；若可燃气体浓度超标，应采取强制通风等措施保证作业环境的安全。

6.1.2 作业前，应探测管道周边情况，包括但不限于交叉并行的管道、地下空间、可能存在可燃气体聚集空间的区域等，如：污水、排水管涵等。对发现有油气浓度的空间，应扩大检测范围，查找油气蔓延的边界。

6.1.3 在施工现场应由安全专业人员持续监测作业环境可燃气体浓度。

6.1.4 危险区内有毒气体及液体的毒性测试应采用直接读取的仪器测量，并根据测量结果采取相应的防护措施。

6.1.5 监测人员应依据泄漏程度及危险性，及时发出安全警示，对于受限空间，氧含量应为 19.5%~23.5%。

5.1.6 泄漏封堵作业现场应进行工作前安全分析，并根据分析结果逐一列出相应的应对措施和保护措施。

6.1.7 现场应识别失效的因素和种类，确定相应的泄漏封堵方法。

### 6.2 泄漏封堵作业警戒布控要求

6.2.1 应对泄漏封堵现场进行警戒与布控。

6.2.2 应向当地政府进行报告，必要时配合进行相关疏散、隔离、交通管制等工作。

6.2.3 对事故现场周围实施可燃气体浓度的安全检测，并实时监测；对危险区域采取强制通风措施。

6.2.4 现场应标示危险区和禁入区，应根据可燃气体浓度及时调整上述区域范围。

6.2.5 危险区内的公路、铁路、河道应采取限制交通措施；厂矿、加油站等生产生活设施应停止生产；相关电源切断；人员应及时疏散。

6.2.6 对于输油管道泄漏的情况应采取开挖防渗集油坑、引流渠等紧急处理措施；对于泄漏点周围有河道等水体的情况，应采用收油机、围油栏、吸油毡等水上溢油处置设备物资进行防范与控制。

6.2.7 对于介质进入涵洞、隧道、暗渠等场所，应采取有效的隔离、置换措施。

6.2.8 应设立风向指示标志，在相关路口等重要地点设置警示标志。

5.2.9 紧急集合点宜设置在泄漏点上风口相对开阔的位置。

### 6.3 泄漏封堵作业场地准备要求

6.3.1 现场入场道路应满足进场要求。

- 6.3.2 作业空间应满足泄漏封堵作业要求。
- 6.3.3 若油气管道存在泄漏，开挖前应采取强制通风等措施降低可燃气体浓度，可燃气体浓度低于爆炸下限 10%且氧气浓度在 19.5%~23.5%之间，方可进行开挖作业。
- 6.3.4 开挖前，应查明管道走向和埋深，确认管道上方无其他隐蔽工程。
- 6.3.5 作业坑应根据土质情况进行放坡或加固支撑。
- 6.3.6 对于水位较高的情况，作业坑应采取降排水措施。
- 6.3.7 作业坑管道两侧应设有安全通道，通道上不应有障碍物。
- 6.3.8 夜间作业应设置防爆照明灯，并配备值班人员。

#### 6.4 泄漏封堵作业运行准备要求

- 6.4.1 应确认管道运行参数是否满足泄漏封堵作业要求。
- 6.4.2 应调整必要的运行资源，保证必要的泄漏封堵作业时间。
- 6.4.3 应确认满足泄漏封堵作业的工艺条件。

### 7 泄漏封堵作业

#### 7.1 补板修复

- 7.1.1 补板焊接适用于表面金属损失缺陷的修复，也可在堵漏后进行补板修复。焊缝缺陷不应采用补板修复。
- 7.1.2 补板修复不宜用于管道设计压力高于 6.4MPa 或管材钢级高于 X60 的管道。
- 7.1.3 补板弧板应满足如下要求：
  - a) 弧板尺寸应覆盖金属损失区域外 50mm，弧板的内弧长度与轴线长度不应超过管道外径的一半；
  - b) 弧板的设计强度应等于或大于钢管的强度；
  - c) 弧板宜采用与母材相类似的材质，厚度可按公式（1）计算：

$$\delta = \frac{p_c D_o}{2[\sigma]^t \phi + p_c} \dots\dots\dots(1)$$

式中：

- 弧板的厚度，单位为毫米（mm）；
- 计算压力，单位为兆帕（MPa）；
- 弧板外直径，单位为毫米（mm）；
- 设计温度下护板材料的许用应力，单位为兆帕（MPa）；
- 焊接接头系数，取=1.0

d)弧板形状不应有尖角，圆弧半径不小于 25mm。

#### 7.1.4 补板修复焊接作业应满足如下要求

- a) 补板弧板与管壁应贴合紧密，组对间隙应不大于 5mm；
- b) 角焊缝位置贴合间隙大于 1.5mm 的，角焊缝尺寸应在设计尺寸的基础上增加一个实际间隙量；
- c) 焊接区域应将油污、锈蚀、涂层等杂物清理干净；
- d) 焊接区域不应与原有管道焊道交叉。

7.1.5 焊接完成后,应使用磁粉检测或渗透检测方法对角焊缝进行检测,表面应无裂纹、气孔、夹渣等焊接缺陷。

## 7.2 B 型套筒修复

7.2.1 B 型套筒修复适用于外表面金属损失、焊缝缺陷的修复,也可在堵漏后进行 B 型套筒修复。

7.2.2 B 型套筒设计应满足如下要求:

- a) B 型套筒长度不应小于 100mm,且套筒边缘距缺陷外侧边界不小于 50mm;
- b) B 型套筒壁厚应具备不低于待修复管道的承压能力,为适应管道上的焊缝,可预先在套筒内壁对应位置开槽,且剩余壁厚应有足够的承压能力。

7.2.3 B 型套筒使用应满足如下的要求:

- a) 安装前应对安装区域进行清理,对安装区域内影响安装的焊道可打磨至与母材平整;
- b) 对安装位置椭圆度和壁厚进行测量,应满足安装和焊接工艺要求;
- c) B 型套筒装配到输送管道时,对接接头的错边量不应太大,宜使用链条和液压千斤顶,也可使用其他合适的卡具调整对接接头的错边量;
- d) B 型套筒组对时,宜通过在管道与 B 型套筒之间圆周方向均匀垫压垫片的方式来控制护板与管道的间隙,减少焊接应力。
- e) B 型套筒安装后环向角焊缝和原有环焊缝间隔宜不小于管道外径一倍的距离,且不小于 150mm;
- f) 当 B 型套筒长度超出 4 倍管径时,修复时应对被修复管道采取临时支撑措施,并分层回填,避免冲击管道;
- g) B 型套筒的纵向对接焊缝焊接时应全部焊透。
- h) 纵向对接焊缝位置内侧应装配低碳钢垫板,禁止焊到管壁上。
- i) 低碳钢垫板宜超出对开三通或 B 型套筒两端至少各 150mm,用于焊接引弧或息弧。
- j) B 型套筒壁厚大于 1.4 倍管道壁厚时,B 型套筒与管道连接的环向角焊缝的焊脚高度和宽度不应小于 1.4 倍管道壁厚;B 型套筒壁厚小于 1.4 倍管道壁厚时,焊脚高度和宽度应为 B 型套筒壁厚与组对间隙之和。

7.2.4 B 型套筒完成后,应对所有焊道采用磁粉检测或渗透检测等进行无损检测,表面应无裂纹、气孔、夹渣等焊接缺陷。

7.2.5 B 型套筒的其它使用方法:

- a) 串联法,单个 B 型套筒长度不满足管道修复长度时,可在 B 型套筒串联部位安装一环形垫板,使用对焊的方法连接两个 B 型套筒;
- b) 桥联法,单个 B 型套筒长度不满足管道修复长度时,可用一稍大的 B 型套筒连接两个管道上的 B 型套筒。本方法也适用于以前维修的 B 型套筒的角焊缝位置出现裂纹等缺陷的维修。

## 7.3 钢质环氧套筒

7.3.1 钢质环氧套筒适用于腐蚀、沟槽、裂纹、凹陷、焊接缺陷(环焊缝除外)、褶皱、屈曲等非泄漏缺陷的修复,也可在堵漏后进行钢制环氧套筒修复。钢质环氧套筒示意图

见图 1。

7.3.2 钢质环氧套筒应具备以下功能结构：

- a) 定位孔：在钢质环氧套筒两侧，通过调节定位螺栓的高度而使钢质护板与管道圆周方向的间隙保持一致的螺纹孔；
- b) 排气孔：在钢质环氧套筒正上方，可排除钢质护板与管道之间的空气以及环氧填料中的气泡，并可以指示环氧填料是否灌注完成的孔洞。

7.3.3 钢质环氧套筒的设计、安装应满足以下要求：

- a) 环氧填料在管道运行温度范围内不发生劣化；
- b) 钢质护板的厚度和材料等级应使其具有不低于待修复管道设计压力的承压能力；
- c) 钢质护板长度不小于 150mm，且钢质护板末端距离缺陷外侧边界不小于 50mm；
- d) 安装时，管体温度高于露点 3℃且不高于 60℃，环境相对湿度不高于 85%；
- e) 钢质护板与管道圆周方向的间隙保持一致；
- f) 环氧填料和端面密封胶应按产品说明书提供的工艺条件进行配制，并在其有效工作时间内使用完毕。

7.3.4 环氧填料固化后，应采用肖氏硬度计测量填料的固化硬度,固化硬度应不小于 90HS。

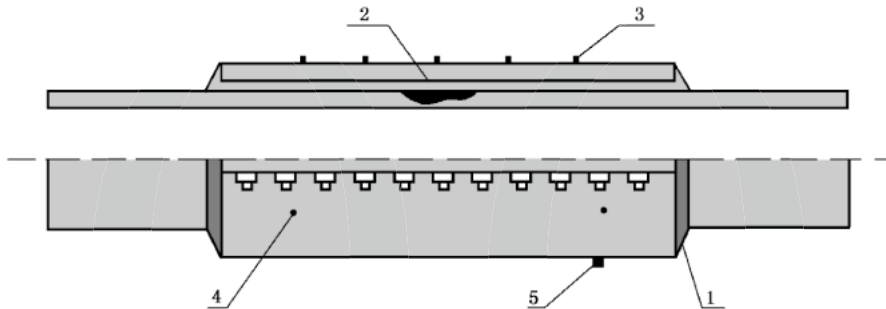


图 1 钢制环氧套筒示意图

说明：1-端面密封胶；2-环氧填料；3-排气孔；4-定位孔；5-填料注入孔。

## 7.4 补板式卡具修复

7.4.1 补板式卡具修复适用于腐蚀、穿孔等泄漏缺陷的泄漏封堵。

7.4.2 补板式卡具修复不宜作为管线的永久性修复。

7.4.3 补板式卡具修复应满足如下要求：

- a) 补板要求满足 6.1.3 和 6.1.4 的要求；
- b) 卡具应正对泄漏点，均匀夹紧；
- c) 检测补板式卡具焊接位置的可燃气体浓度，当可燃气体浓度大于爆炸下限的 10% 时，应检查密封的严密性，并采取强制通风措施降低可燃气体浓度；
- d) 应测量焊接补板与管线本体连接部位的壁厚值，满足焊接要求；
- e) 焊接作业应按照 6.1.4 执行；
- f) 焊接完成后，应将引流孔封堵。

7.4.4 全部作业完成后，应对所有焊道采用磁粉检测或渗透检测等进行无损检测，表面应无裂纹、气孔、夹渣等焊接缺陷。

## 7.5 封头式卡具修复

7.5.1 封头式卡具修复适用于管道上带有突出物（如压力表接头、非法开孔遗留的阀门等）的泄漏封堵。

7.5.2 封头式卡具修复不宜作为管线的永久性修复。

7.5.3 封头式卡具修复应满足如下要求：

- a) 封头式卡具腔体尺寸应能够容纳被修复管道上的突起物；
- b) 其它要求按照 6.4.3 执行；
- c) 焊接完成后，应将引流孔封堵。

7.5.4 焊接完成后，应对所有焊道采用磁粉检测或渗透检测等进行无损检测，表面应无裂纹、气孔、夹渣等焊接缺陷。

## 7.6 引流式补强套筒修复

7.6.1 引流式补强套筒适用于泄漏缺陷的泄漏封堵。

7.6.2 引流式补强套筒修复应满足如下要求：

- a) 安装后，应检测作业区域可燃气体浓度，若可燃气体浓度大于爆炸下限的 10%时，应检查密封的严密性，并采取强制通风措施降低可燃气体浓度；当可燃气体浓度低于其爆炸下限的 10%时，清除套筒纵向对接焊缝及环向角焊缝管线位置的油漆及防腐层；
- b) 引流式补强套筒安装应符合 6.2.3 的要求。
- c) 焊接完成后，应将引流孔封堵。

7.6.3 全部作业完成后，应对所有焊道采用磁粉检测或渗透检测等进行无损检测，表面应无裂纹、气孔、夹渣等焊接缺陷。

## 7.7 柔性卡具修复

7.7.1 柔性卡具修复是一种临时性修复方法，适用于管道弯头、变径等异形件泄漏的修复。

7.7.2 柔性卡具修复不应直接填埋。

7.7.3 柔性卡具安装过程中应满足产品使用说明书的要求。

## 7.8 机械夹具

7.8.1 机械夹具主要包括螺栓紧固夹具和堵漏夹具两种。螺栓紧固夹具适用于除褶皱或屈曲外大多数缺陷的修复，堵漏夹具仅适用于泄漏的修复。

7.8.2 螺栓紧固夹具通常采用弹性密封，用来承受泄漏的压力；需要使用较大的螺栓来提供足够的夹紧力。采用螺栓紧固夹具修复时，应同时满足以下要求：

- a) 螺栓紧固夹具末端距离缺陷外侧边界不小于 50mm；
- b) 螺栓紧固夹具的承压能力不低于待修复管道的设计压力；
- c) 采用焊接固定时，螺栓紧固夹具的在役焊接应满足第 7 章的相关要求。

7.8.3 堵漏夹具主要用于临时修复腐蚀穿孔引起的泄漏。采用堵漏夹具修复时，应同时满足以下要求：

- a) 修复压力不高于管道操作压力的 80%；

b) 工程分析结果显示泄漏周围的腐蚀不会出现裂纹。

## 7.9 换管修复

7.9.1 换管修复可采用停输换管和不停输换管。停输换管包括封堵、局部隔离、大放空等方法；不停输换管包括架设旁通、封堵、局部隔离等方法。

7.9.2 换管应满足如下要求：

- a) 应使用冷切割方式切割第一道口；
- b) 使用火焰切割作业前，应进行氮气或惰性气体置换并确认管线内无可燃气体或烃类积液；
- c) 断管后，应对管口进行清理，并采取气囊、黄油墙等隔离措施，隔离处距管口宜不小于 300mm；
- d) 为防止隔离管段内压力积聚，应在隔离管段上开排气孔，并在动火作业过程中持续检查；
- e) 动火作业期间，如检测到可燃气体，应停止动火作业，采取强制通风等措施降低可燃气体浓度，重新检测现场环境，合格后方可继续动火作业；
- f) 更换管段强度应不低于原管道的设计要求；
- g) 管段长度不宜小于 1.5 倍管外径，且不小于 150mm；
- h) 无损检测按 7.4.2 的要求执行。

7.9.3 采用换管作业前应评估管内介质中 H<sub>2</sub>S 或 FeS 含量对动火作业产生的风险。

7.9.4 采用不停输封堵换管应执行 GB/T 28055 的规定。

7.9.5 对于磁偏吹现象严重的管线，应采取消磁措施。

7.9.6 换管作业可使用管道连接器，管道连接器的使用应符合下列规定：

- a) 使用时应将安装区域的表面涂层清理干净，被修复管道连接区焊道应打磨至母材厚度；
- b) 调整端部径向圆周螺栓至管道连接器与被修复管道圆周间隙均匀；
- c) 端部圆周轴向螺栓应均匀紧固；
- d) 对口管端内外尖角应倒钝；
- e) 无损检测按 7.4.1 的要求执行。

## 8 管道泄漏封堵焊接及检测

### 8.1 在役管道焊接

#### 8.1.1 焊前清理

在役管道焊接操作前，应检查并清理焊接区域，确保焊接表面应均匀光滑，无起鳞、裂纹、锈皮、夹渣、油脂、油漆和其他影响焊接质量的物质。

#### 8.1.2 测量壁厚

施焊前，应使用超声波测厚仪或其他合适仪器确定焊接位置管道壁厚。管道带介质进行焊接时，其焊接位置壁厚不应小于 4.8mm。

#### 8.1.3 管道压力要求

在役管道焊接时，管道允许焊接的压力应满足 GB/T28055-2011 第 8 章的要求。

#### 8.1.4 环境要求

当恶劣气候条件影响焊接质量时，应采取必要的防护措施保证焊接质量。

#### 8.1.5 预热及清理

##### 8.1.5.1 预热方法

- a) 预热方式可采用火焰加热或中频加热；
- b) 对于 X70 及以上高强度材质的管道，宜采用中频加热，或火焰加热和中频加热相结合的形式；
- c) 管道内部介质温度偏低或介质流速过快时，环向角焊缝的预热应采用火焰加热和中频加热相结合的形式。
- d) 若现有预热方式达不到焊接工艺规程要求，应调整管道运行参数或重新评定焊接工艺。

##### 8.1.5.2 预热温度

预热温度应符合焊接工艺规程的要求。

##### 8.1.5.3 层间温度保持

- a) 层间温度应符合焊接工艺规程的要求。
- b) 当焊接作业中断时，再次焊接前应重新预热到要求的温度。

##### 8.1.5.4 层间清理

坡口和每层焊道上的锈皮及焊渣，在下一步焊接前应清理干净。

#### 8.1.6 焊接顺序

在役管道焊接时，焊接顺序应按 GB/T 28055 和 GB/T 31032 的规定执行。

#### 8.1.7 其他要求

- a) 在役管道焊接应使用低氢焊条或低氢焊接工艺方法；
- b) 焊接环向角焊缝前，应在输送管道上焊接预堆层；
- c) 第一道预堆层焊道应尽量靠近管件熔敷，应避免与管件接触，若管件与输送管道之间间隙较大，可熔敷两层堆焊焊道；
- d) X70 及以上材质等级的管道进行在役焊接时，宜采用 AWS A5.5 E8045-P2/E8018-G 等低氢焊条下向焊焊接工艺；
- e) 在 X70 及以上材质等级的管道上焊接套筒或对开三通时，宜采用回火焊道工艺；
- f) 采用回火焊道工艺时，回火焊道应位于套筒护板纵向对接焊缝盖面焊接处、环向角焊缝预堆层及盖面焊接处。在纵向对接焊缝和环向角焊缝中回火焊道的位置如图 2 和图 3 所示。

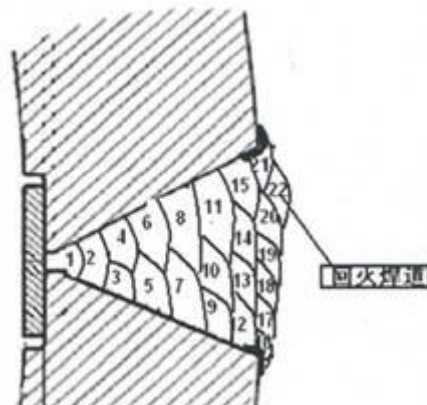


图 2 纵向对接焊缝回火焊道位置示意图

说明：数字为焊接顺序。

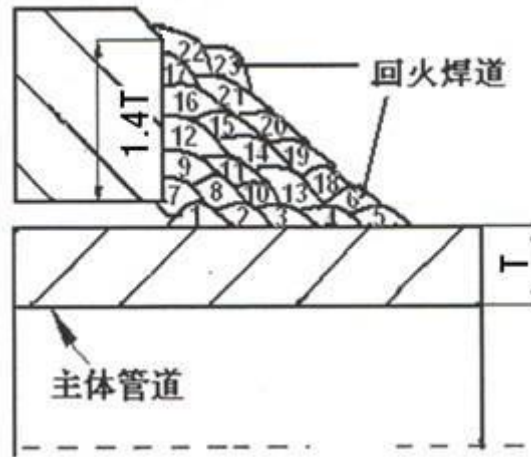


图 3 环向角焊缝回火焊道位置示意图

说明：数字为焊接顺序；T 为管壁厚度。

## 8.2 连头对接口焊接

8.2.1 连头对接口焊接宜采用氩弧焊打底工艺。

8.2.2 连头对接口焊接使用的焊材宜进行过复检。

8.2.3 连头对接口焊接应执行相应焊接工艺规程要求。

## 8.3 焊后保温

焊后应采用保温缓冷措施，符合焊接工艺规程要求。

## 8.4 焊缝检测

### 8.4.1 在役管道焊接焊缝的检测

8.4.1.1 在役管道焊接焊缝应采用磁粉或渗透检测，按 SY/T 4109 的规定进行验收。

8.4.1.2 对于护板厚度大于等于 30mm 的对开三通或套筒采用磁粉检测时，可采用分层检测的形式。

8.4.1.3 分层检测时，根焊和热焊完成后，采用磁粉检测；整条焊道完成 50%填充金属时，进行二次磁粉检测；焊道完成盖面、温度冷却至常温后，采用磁粉或渗透进行第三次检测。

8.4.1.4 焊道冷却 24h 后宜对整道焊缝进行再次外观检查 and 无损检测。

### 8.4.2 连头对接口焊缝的检测

8.4.2.1 连头对接口焊缝焊接完成并冷却后，应进行射线检测及超声波检测。对于存在凝管风险而对停输时间有严格要求的管道，可采用射线检测或超声波检测。应符合 SY/T4109 的规定。

8.4.2.2 射线检测及超声波检测的合格等级均应为 II 级。

8.4.2.3 射线检测或超声波检测合格后管道可恢复生产，如检测不合格按 7.5 节要求进行返修。返修不合格，可采用焊接套筒进行修复。

8.4.2.4 连头对接口焊缝焊接并检测合格 24 小时后，应进行复检，对于已投产的输油管道应进行超声（相控阵检测）检测，其它情况应进行射线和超声波检测。若复检不合格，可采用焊接套筒等方法进行修复。

## 8.5 缺陷的返修及返修验收

缺陷的返修及返修验收应符合 GB/T 31032 的要求。

## 9 防腐与标志

9.1 应对泄漏封堵完成后的管道区域进行防腐，防腐等级不应低于原管道防腐等级并满足管道运行的要求。

9.2 完工后宜设置泄漏封堵标识标志桩。

## 10 健康、安全、环境

### 10.1 一般要求

带压泄漏封堵作业应遵循国家和行业有关健康、安全与环境的法律、法规及相关规定。作业前应进行风险识别、评价，制定风险削减措施和必要的应急预案。

### 10.2 安全防护

带压泄漏封堵作业的全过程，应有可靠的安全防护措施：

- a) 开工前，施工单位应组织施工人员进行安全教育，确保所有施工人员充分理解并严格遵守安全操作规程，严格按照经审批的施工方案进行施工组织；
- b) 施工人员应按规定正确使用防护服、安全帽、防护眼镜、手套、工作鞋等劳动防护用品；
- c) 施工现场应根据消防要求配置消防设施和消防器具，并保持消防通道畅通；
- d) 开挖作业坑时，应根据土质情况决定边坡坡度，必要时，应采取防塌方措施；
- e) 施工现场应设置明显的安全警示标志，作业坑边应设置临边防护；
- f) 施工期间应避免管输介质出现剧烈的压力波动，施工期间进行清管、内涂或内检测作业有条件的应停输或降压运行；
- g) 施工现场环境有影响施工人员健康的粉尘、噪声、有害气体时，应采取有效的防护措施；现场动火作业前应进行可燃气体检测，动火全过程应有专人监护；
- h) 其他未提及内容按 SY/T6444 的相关要求执行。

### 10.3 环境保护

应清理和妥善处理施工过程中产生的废弃物，包括清除的旧防腐层、泄漏的管道介质等；对施工造成的土地、植被等原始地貌、地表破坏，应按设计要求予以恢复。

附录 A 泄漏检测仪器选用  
(资料性附录)

表 A 泄漏检测仪器基本原理、特点、量程范围及适用范围

基本功能	类型	基本原理	特点	量程范围	适用范围
气体百万分比 浓度	半导体	金属氧化物半导体的表面吸收气体后，其电阻发生变化，测量阻值变化可得到待测气体浓度。	灵敏度高，轻便，微盘泄漏检测，此种仪器可为非防爆型。	$0\sim 10000\times 10^{-6}$	管道泄漏初检
	火焰离子	氧气作为燃料气在燃烧室里燃烧，在高温下是燃烧室发生电离，待测气体在电极附着面被捕获，在高压电场的定向作用下形成离子流，离子被电极收集后，形成与待测气体的量成正比的电信号，由仪器电子元件处理，显示气体浓度值。	灵敏度高，稳定性高，重复性好。 微量泄漏快速检测，可用于车载检测，此种仪器可为非防爆型。	$0\sim 10000\times 10^{-6}$	管道泄漏初检
	光学甲烷	检测仪发射出一束红外线，照射到位于探测器前的光学滤镜上。由于滤镜只允许对甲烷敏感的特定波长的红外线透过，当有甲烷存在，光波受到影响，波长发生变化，从而产生声音信号和视觉信号。	灵敏度高，响应速度快。微量泄漏的快速检测，可用于车载检测，此种仪器可为非防爆型。	$0\sim 200\times 10^{-6}$	管道泄漏初检
	热传导	依据可燃气体与空气的导热系数的差异来测定浓度。将热敏电阻加热到一定温度，当待测气体通过时，会导致电阻发生变化，测景阻值变化可得到待测气体浓度。	可实现高浓度燃气检测，此种仪器必须为防爆型。	100% VOL	泄漏判定

续表 A 泄漏检测仪器基本原理、特点、量程范围及适用范围

气体百万百分比 浓度	非色散红外	特定波长的红外光通过待测气体时，气体分子对红外光强度有吸收，其检测原理是基于朗伯-比尔(Lambert-Beer)光吸收定律。	可实现高浓度燃气检测，具有较好的选择性。此种仪器必须为防爆型。	100% VOL	泄漏判定
	气相色谱分析	利用可燃气体中各组分在两相间进行分配，其中一相为固定相，即色谱柱，另一相为流动相，即可燃气体。当可燃气体混合物流过固定相，与固定相发生作用，在同一推动力下，不同组分在固定相中滞留的时间不同，顺序从固定相中流出，彼此分离，进入检测器，产生的离子流信号经放大后，在记录器上描绘出各组分的色谱峰。	可实现对气体成分的分析。	—	泄漏判定

## 参 考 文 献

- [1] GB/T 30582 基于风险的埋地钢质管道外损伤检验与评估
  - [2] GB/T27512 埋地钢制管道风险评估方法
  - [3] GB50251 输气管道工程设计规范
  - [4] GB50253 输油管道工程设计规范
  - [5] GB/T 30579 承压设备损伤模式识别
  - [6] GB/T 34275 压力管道规范 长输管道
  - [7] NBT 47013 承压设备无损检测
  - [8] BS 7910 Guide on Methods for Assessing the Acceptability of flaws in metallic structures
  - [9] API 579 Fitness-for-Service
-

××××—××××

《油气管道泄漏检测及封堵技术规范》  
(征求意见稿)  
编制说明

标准编制工作组

2026年4月8日

# 《油气管道泄漏检测及封堵技术规范》编制说明

(征求意见稿)

## 1 工作简况

### 1.1 任务来源

随着我国国民经济的快速发展，油气管道建设里程持续增长。油气管道一旦发生泄漏，极易造成重大人员伤亡、巨额经济损失及严重生态污染，而应急封堵作为遏制事故扩大、降低危害后果的关键手段，其重要性日益凸显。当前，我国油气管道泄漏封堵相关技术及装备研发起步相对较晚，与国际先进水平仍存在一定差距，尤其是高压大口径管道封堵装备技术攻关难度大；国内管道抢修体系不够完善，智能封堵技术存在明显短板，且国外现有海底管道智能封堵装备并不适配陆上管道的实际运行工况与应急处置需求。此外，传统“放空-维修”的应急处置模式弊端突出，亟需提高应急处置效率。更为关键的是，目前我国尚未建立对应的标准规范作为技术支撑，导致管道泄漏应急处置工作缺乏科学、统一的依据。

在《油气管道泄漏检测及封堵技术规范》团体标准的编制过程中，坚持中共中央对于“人民至上、生命至上”的指导思想，基于应急管理部《“十四五”应急救援力量建设规划》中“加快应急装备现代化建设，提升救援现场技术保障能力”的发展思路，主要参考了国家“十四五”重点研发计划项目“高压大口径油气管道泄漏应急处置技术与装备”的研究成果，并借鉴国家“十一五”到“十三五”重点科技攻关和科技支撑计划课题“城市埋地燃气管道及工业特殊承压设备安全保障关键技术研究”、“城市燃气管道安全保障关键技术研究”、“生命线工程安全保障关键技术与工程示范”等相关成果，结合行业几十年的油气管道检维修实践经验编制了本标准。该标准由中国特种设备检验协会批准立项，并由中国特种设备检验协会团体标准技术委员会归口管理。

### 1.2 起草单位

中国特种设备检测研究院、中国石油管道局工程有限公司、中国石油天然气管道局维抢修分公司、中国石油大学（北京）、国家管网集团西部管道有限责任公司、山河智能特种装备有限公司、中国矿业大学（北京）、深圳市燃气集团股份有限公司、中石化（大连）石油化工研究院有限公司、中国安全生产科学研究院、西安交通大学、国家管网集团北方管道公司、国家管网集团西南管道公司、国家管网集团储运技术发展有限公司

## 2 编制原则和主要内容

### 2.1 编制原则

1) 标准的编写格式按国家标准 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定和要求进行编写；

2) 本标准充分考虑油气管道泄漏封堵技术是关系到公共安全和人民群众的日常生活的实际情况，采取相应技术手段确保油气管道泄漏应急抢修的安全。

3) 以国家科研成果为基础，充分考虑工程应用的结果，以保证标准的适用性；

- 4) 充分考虑我国对油气管道泄漏应急抢修的总体要求、油气管道泄漏封堵技术及特点、我国企业技术、经济、管理水平和人员素质;
- 5) 为抢修人员和企业安全管理提供技术支撑;
- 6) 满足标准的科学性、先进性、有效性原则, 规范我国油气管道泄漏检测及封堵技术。

## 2.2 标准主要内容说明

本标准给出油气管道泄漏检测及封堵技术规范, 由 10 个章节和 1 个附录组成, 包括: 范围、规范性引用文件、术语和定义、总则、泄漏检测、泄漏封堵准备、泄漏封堵作业、管道泄漏封堵焊接及检测、防腐与标志、健康安全环境、附录 A 泄漏检测仪器选用。其中附录 A 为资料性附录。

### 1) 确定本标准的适用范围

规定本标准适用于陆上长输油气管道泄漏失效后的封堵作业。

### 2) 总则

主要规定钢质管道带压封堵作业的资质、方案、设备、人员防护及现场警示等基本要求与方法流程。

### 3) 泄漏检测

该部分主要规定了埋地管道泄漏检测的人员配置与安全要求、检测程序与方法、检测实施要求、检测周期以及检测仪器性能与管理等主要内容。

### 4) 泄漏封堵准备

本章规定了实施泄漏封堵前准备要求, 主要包括作业环境要求、作业警戒布控要求、作业场地准备要求、作业运行准备要求。

### 5) 泄漏封堵作业

本章规定了泄漏封堵作业不同修复方式的适用范围、设计要求、施工工艺、焊接与检测控制、安全作业及相关技术参数等内容, 主要修复方式包括补板修复、B 型套筒修复、钢质环氧套筒修复、各类卡具修复、机械夹具修复及换管修复等。

### 6) 管道泄漏封堵焊接及检测

本章规定了管道泄漏封堵作业中在役管道焊接、连头对接口焊接的焊前准备、工艺要求、焊后保温以及焊缝检测、缺陷返修与验收等相关技术要求。

### 7) 防腐与标志

本章规定了泄漏封堵完成后的管道区域进行防腐和设置泄漏封堵标识标志桩的要求。

### 8) 健康、安全、环境

本章规定了管道带压泄漏封堵作业的一般要求、全过程安全防护措施以及施工过程中的环境保护要求。

## 3 综述报告及预期经济效果

油气管道是长距离输送化石能源的线性工程, 主要采取焊接方式连接、埋地方式敷设, 部分穿越河流、海洋等复杂区域。泄漏封堵是管道安全运行全过程管控的核心环节, 也是防范事故扩大、降低损失的关键手段, 其重要性主要表现在四个方面: 一是泄漏封堵场景复杂多样、处置需求庞大, 我国油气管道总里程已位居世界前列, 涵盖长输、公用等多种类型, 途经沙漠、戈壁、丘陵、高寒冻土、

沼泽及沿海海域等复杂地形，不同场景下的泄漏类型（如腐蚀穿孔、焊缝开裂等）、泄漏介质（原油、天然气、LNG 等）、泄漏压力差异显著，封堵需求呈现常态化、多样化特征。以长输油气管道为例，单条长输管道泄漏隐患点年均排查量可达数百处，其中高压、高风险区域泄漏封堵需求占比超 40%，且随着管道服役年限延长，老旧管道泄漏频次逐年上升，进一步增加了封堵处置工作量，任何一处泄漏若未及时有效封堵，都将影响管道全线运行、上下游生产，甚至引发连锁安全事故。二是泄漏封堵技术实施难度大。油气管道泄漏封堵受现场工况、环境条件、泄漏程度等多重因素制约，长输管道泄漏多发生在偏远区域，交通不便、作业空间受限，部分水下管道、高空管道封堵还需专业水下机器人、重载无人机等装备辅助作业，施工条件恶劣。封堵过程对环境温度、介质特性、封堵压力等参数控制要求严苛，不同泄漏类型需匹配对应的封堵技术（如带压封堵、智能封堵、补板堵漏等），对封堵材料的耐温、耐压、耐腐蚀性能要求极高，同时需严格把控动火作业、带压操作等关键环节的安全风险，避免引发二次泄漏、燃爆等事故。此外，国内部分工程存在封堵作业不规范、抢工期赶进度的现象，作业人员专业技能参差不齐、现场监督管理滞后，加之不同区域封堵技术标准不统一，进一步加大了泄漏封堵的技术实施难度和质量管控难度，导致部分封堵作业存在效果不佳、反复泄漏等问题。三是泄漏封堵不及时、不规范的后果严重。油气管道多为高压、密闭输送系统，输送介质多具有易燃易爆、有毒有害特性，一旦发生泄漏，若封堵不及时或封堵方法不当，泄漏介质会快速扩散，不仅造成大量能源浪费，还会引发环境污染、生态破坏，甚至导致燃爆、人员伤亡等重大安全事故。从事故案例来看，2013 年青岛东黄输油管道泄漏爆炸事故，因泄漏后未及时有效封堵，导致原油流入市政排水暗渠引发爆炸，造成 62 人死亡、136 人受伤，直接经济损失达 7.5 亿余元；2020 年贵州遵义桐梓中石化西南成品油管道柴油泄漏，仅应急响应阶段就造成直接经济损失 148.73 万元，同时引发跨区域生态环境影响。相较于其他管道损伤，泄漏若未及时封堵，其危害范围会快速扩大，处置成本呈指数级上升，后续环境治理、事故善后的难度和成本也大幅增加。四是泄漏封堵后的效果验证与后续维护难度大。管道泄漏封堵完成后，需经过压力测试、泄漏检测等多道工序确认封堵效果，方可恢复管道运行，部分高压、复杂工况下的封堵作业，还需进行长期监测，确保无二次泄漏。对于埋地、水下等隐蔽性管道，封堵完成后若出现二次泄漏，需重新进行定位、开挖、封堵、检测，不仅面临停输、动火等多重风险，还需投入大量人力、物力、财力，且修复效果难以保证。同时，部分老旧管道封堵后，受管道母材老化、腐蚀等因素影响，封堵部位易再次出现泄漏，进一步增加了后续维护难度和成本，导致封堵处置的整体成效不佳。

我国长输油气管道建设已有 50 多年历史，老旧管道普遍存在腐蚀老化、技术档案不全、泄漏隐患不清、具体位置不明等问题，加之新型管道（如高压大口径管道、LNG 管道）的广泛应用，泄漏封堵的技术要求和处置难度进一步提升。当前，我国油气管道泄漏封堵领域普遍存在诸多困境：对于企业，封堵技术水平参差不齐、装备多依赖进口，封堵作业缺乏统一标准，不仅增加了企业运营成本，还影响了能源稳定输送；对于政府，亟需完善泄漏封堵相关监管措施和技术规范，摸清管道泄漏封堵现状，引导企业规范开展封堵作业，提升行业整体封堵技术水平。实施科学规范的泄漏封堵管理，完善技术标准、优化封堵工艺、推广智能封堵装备，变被动堵漏、盲目更新为主动防控、精准封堵，是科学合理、经济有效地保障油气管道安全运行的必由之路。

规范开展油气管道泄漏封堵工作、推广先进封堵技术与装备，预期可产生显著的经济效果，主要体现在三个方面：一是大幅降低泄漏事故造成的直接经济损失，通过及时规范的封堵处置，可有效减少油气介质泄漏量，避免能源浪费，同时降低事故引发的设备损坏、人员伤亡、环境治理等直接损失，参考相关案例数据，规范封堵可使单起泄漏事故直接损失降低 60%以上，每年可减少因泄漏造成的油

气损耗折合资金超 1.5 亿元。二是降低企业运营成本，通过推广智能封堵、带压封堵等先进技术，可缩短管道停输时间，减少因停输造成的下游产业停产损失，同时减少盲目管道更新带来的巨额投入，优化封堵作业流程、提升作业效率，可使企业封堵作业综合成本降低 30%-40%，长期来看可为企业节约大量运营资金，部分企业应用先进封堵技术后，累计创收可达数千万元。三是带动相关产业发展，规范泄漏封堵技术标准、推广国产化封堵装备，可推动封堵材料、封堵设备、检测技术等相关产业升级，带动上下游产业链发展，创造就业岗位，同时减少泄漏事故对生态环境的破坏，降低环境治理成本，间接产生显著的经济效益和社会效益，为我国能源安全保障和石化产业高质量发展提供有力支撑。

本标准为了适应国家有关法规、规章中关于油气管道泄漏封堵、检验检测要求和工程实际需要，提出编制油气管道泄漏封堵的技术规范，解决了长期困扰油气管道泄漏处置、政府安全监察、企业安全生产的瓶颈性技术难题，为我国实施科学、合理、经济、有效的油气管道安全监管及泄漏应急处置措施，从根本上扭转油气管道堵漏抢险高成本、低成效的被动局面，提供了必不可少的急需技术和方法手段。本标准的实施，可降低油气管道泄漏事故率和运行成本，有效控制突发泄漏事故造成的人员伤亡、经济损失及生态污染，具有显著的经济和社会效益。

#### 4 与国际、国外同类标准水平的对比情况

本标准聚焦在役管道泄漏封堵的专业领域，与《油气输送管道完整性管理规范》（GB 32167）、《钢质管道带压封堵技术规范》（GB/T 28055）、《承压设备带压密封技术规范》（GB/T 26467）、《承压设备带压密封夹具设计规范》（GB/T 26468）等相比，针对性和综合性更强。其制定是根据我国油气管道的建设条件、运行工况及应急管理的工程实际，在对前期油气管道泄漏封堵相关研究成果的凝练与整合、工程适用性验证研究的基础上，充分考虑国内外管道泄漏封堵技术、装备制造、安装维护、应急处置及检验检测水平的差距，充分考虑我国特种设备安全监察的总体要求，兼顾我国当前经济发展水平、社会保障条件以及相关安全技术法规、国家标准的适配性，具有鲜明的本土化特色和实践针对性，是国内外同类技术规范与方法无法替代的。

目前，国内还没有专门针对油气管道泄漏封堵的专用技术规范，《油气管道泄漏封堵技术规范》标准的制定，可有效规范油气管道泄漏封堵的技术要求、操作流程和质量控制标准，提高油气管道泄漏应急封堵效率、处置安全性及管道完整性管理水平，助力打破国外封堵装备技术垄断、推动国产化封堵技术与装备的推广应用，提升我国油气管道泄漏应急处置的整体技术水平。综上，本标准达到国内先进水平。

#### 6 与有关的现行法律、法规和强制性国家标准的关系

本标准是为适应国家有关法规、规章中关于油气管道泄漏封堵抢修的要求而提出的具体技术规范。相比于《油气输送管道完整性管理规范》（GB 32167）、《钢质管道带压封堵技术规范》（GB/T 28055）、《承压设备带压密封技术规范》（GB/T 26467）、《承压设备带压密封夹具设计规范》（GB/T 26468）等标准，本标准对在役管道的针对性更强，对泄漏封堵指导的综合性更强，是聚焦泄漏封堵作业对前述标准技术上的细化优化、凝练与整合。

#### 7 重大分歧意见的处理经过和依据

无。

## 8 本标准属性

建议本标准作为团体标准。

## 9 贯彻国家标准的要求和措施建议

- 1) 标准发布后，应组织对实施标准的单位和技术人员进行宣贯培训；
- 2) 主管部门对标准的实施情况进行检查，发现问题及时反馈，确保本标准的贯彻实施；

## 10 废止现行有关标准的建议

无。

## 11 其他应予说明的事项

无。

《油气管道泄漏检测及封堵技术规范》

标准编制工作组