



中华人民共和国国家标准

GB 42294—2022

陆上石油天然气开采安全规程

Safety code of practice for onshore petroleum and natural gas
exploration and production



2022-12-29 发布

2024-01-01 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

目 次

前言 V

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 基本安全要求 2

 4.1 一般要求 2

 4.2 风险管控和隐患治理 2

 4.3 教育培训 3

 4.4 变更管理 3

 4.5 安全生产信息化管理 3

 4.6 个体防护 3

 4.7 事故事件管理 3

 4.8 消防和应急管理 4

 4.8.1 消防管理 4

 4.8.2 应急管理 4

5 专项安全 4

 5.1 井控 4

 5.1.1 井控设计 4

 5.1.2 井控装置 4

 5.1.3 处置方案 5

 5.1.4 井控演练 5

 5.1.5 井控处置 5

 5.2 硫化氢防护 5

 5.2.1 一般要求 5

 5.2.2 设计 5

 5.2.3 风险控制 5

 5.3 危险物品管理 6

 5.3.1 采购 6

 5.3.2 装卸和运输 6

 5.3.3 储存 6

 5.3.4 使用 7

 5.3.5 废弃 7

 5.4 设备设施管理 7

 5.4.1 配备要求 7

 5.4.2 使用要求 7

 5.5 特殊作业 8

 5.5.1 作业许可 8

5.5.2 风险控制	8
5.6 自然灾害防范	9
5.6.1 防灾与备灾	9
5.6.2 监测与预警	9
5.7 防雷与防静电管理	9
6 开采过程安全	9
6.1 物探工程	9
6.1.1 一般要求	9
6.1.2 设计	10
6.1.3 施工作业	10
6.2 钻井工程	11
6.2.1 一般要求	11
6.2.2 设计	11
6.2.3 施工作业	12
6.3 录井工程	14
6.3.1 一般要求	14
6.3.2 设计	14
6.3.3 施工作业	14
6.4 测井工程	14
6.4.1 一般要求	14
6.4.2 设计	15
6.4.3 施工作业	15
6.5 井下作业	15
6.5.1 一般要求	15
6.5.2 设计	16
6.5.3 施工作业	16
6.6 地面工程建设	17
6.6.1 一般要求	17
6.6.2 设计	17
6.6.3 施工作业	17
6.7 采油工程	17
6.7.1 一般要求	17
6.7.2 设计	18
6.7.3 生产作业	18
6.8 采气工程	18
6.8.1 一般要求	18
6.8.2 设计	18
6.8.3 生产作业	19
6.9 注入工程	19
6.9.1 一般要求	19
6.9.2 设计	19
6.9.3 生产作业	19
6.10 原油集输	20

6.10.1 一般要求 20

6.10.2 设计 20

6.10.3 生产作业 21

6.11 天然气集输 21

6.11.1 一般要求 21

6.11.2 设计 21

6.11.3 生产作业 22

6.12 弃置 22

6.12.1 一般要求 22

6.12.2 设计 22

6.12.3 施工作业 22

7 检查与记录..... 23

参考文献 24

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起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中华人民共和国应急管理部提出并归口。



陆上石油天然气开采安全规程

1 范围

本文件规定了陆上石油天然气开采作业活动的安全生产要求。

本文件适用于陆上石油天然气(含页岩气)的开采,煤层气开采可参照使用。

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 6722 爆破安全规程

GB 12158 防止静电事故通用导则

GB 13348 液体石油产品静电安全规程

GB 30871—2022 危险化学品企业特殊作业安全规范

GB 50057 建筑物防雷设计规范

GB 50169 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范

GB 50183 石油天然气工程设计防火规范

GB 50194 建设工程施工现场供用电安全规范

GB 50253 输油管道工程设计规范

GB 50349 气田集输设计规范

GB 50350 油田油气集输设计规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

硫化氢环境 hydrogen sulfide environment

含有或可能含有硫化氢的生产区域。

注 1: 未采取任何人身防护措施,不会对人身健康产生伤害的硫化氢气体的最高浓度值为 $15 \text{ mg/m}^3 (10 \times 10^{-6})$ 。

注 2: 8 h 内未采取任何人身防护措施,可接受的硫化氢气体最高浓度值为 $30 \text{ mg/m}^3 (20 \times 10^{-6})$ 。

注 3: 未采取任何人身防护措施,对人身健康会产生不可逆转或延迟性影响的硫化氢最低浓度值为 $150 \text{ mg/m}^3 (100 \times 10^{-6})$ 。

3.2

含硫化氢 including hydrogen sulfide

天然气的总压等于或大于 0.4 MPa ,且硫化氢分压等于或大于 $0.000 3 \text{ MPa}$;或地层天然气中硫化氢含量等于或大于 $75 \text{ mg/m}^3 (50 \times 10^{-6})$ 。

注 1: 本定义指的是管道、容器、地层或者井筒的介质中含硫化氢。

注 2: 含硫化氢主要针对设备设施的本质安全影响。

3.3

高风险井 high risk well

高压、高产或高含硫化氢的油气井。

注 1：高压，为地层压力等于或大于 70 MPa，或井口关井压力等于或大于 35 MPa。

注 2：高产，为日产天然气无阻流量等于或大于 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

注 3：高含硫化氢，为地层气体介质硫化氢含量等于或大于 $30\,000 \text{ mg/m}^3$ ($20\,000 \times 10^{-6}$)。

3.4

弃置 disposal

石油天然气生产设施在终止一切活动后或有其他特殊要求时，对其进行拆除或改作他用的处置。

注：弃置可分为原地弃置、异地弃置和改作他用三种方式。

[来源：GB/T 8423.6—2020, 2.2.15]

3.5

盲炮 misfire; unexploded charge

因各种原因未能按设计起爆，造成药包拒爆的全部装药或部分装药。

[来源：GB 6722—2014, 3.29]

4 基本安全要求

4.1 一般要求

4.1.1 应建立主要负责人安全生产承诺制度，承诺的基本内容包括：

- a) 遵守国家法律法规及相关规定，尊重所在地的风俗习惯；
- b) 提供必要的人力、物力、财力资源；
- c) 建立并持续改进安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制。

4.1.2 应依法设置安全生产管理机构，并配备专职或兼职安全生产管理人员、注册安全工程师。

4.1.3 应建立全员安全生产责任制，明确各岗位的责任人员、责任范围和考核标准等内容。

4.1.4 足额提取安全生产费用，专门用于完善和改进安全生产条件。

4.1.5 建立承包商管理制度，并对其资格、能力、作业过程、产品与服务、绩效等进行管理。

4.1.6 两个以上生产经营单位在同一作业区域内进行生产经营活动，可能危及对方生产安全的，应签订安全生产管理协议，明确各自的安全生产管理职责和应采取的安全措施，并指定专职安全生产管理人员进行安全检查与协调。

4.1.7 新建、改建、扩建工程建设项目应开展安全评价，安全设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

4.2 风险管控和隐患治理

4.2.1 采用适用的方法和程序对生产工艺、设备设施、生产作业活动、作业环境等开展安全风险识别。

4.2.2 对识别出的安全风险进行分析与评价，确定风险等级，并从组织、技术、制度、应急等方面进行动态管控。采用新技术、新工艺、新材料或者使用新设备，应进行安全风险评估，并采取有效的安全防护措施。

4.2.3 建立安全风险公告制度，在醒目位置和重点区域设置安全风险公告栏；对存在重大安全风险的工作场所和岗位，应设置明显警示标志。

4.2.4 开展隐患排查，进行隐患治理和验收，建立隐患信息档案。

4.2.5 事故隐患排查治理情况应通过职工大会或者职工代表大会、信息公示栏等方式向从业人员通报。其中，重大事故隐患排查治理情况应及时向负有安全生产监督管理职责的部门和职工大会或者职工代表大会报告。

4.3 教育培训

4.3.1 应对从业人员进行安全生产教育和培训,保证从业人员具备必要的安全生产知识,熟悉有关的安全生产规章制度和安全操作规程,掌握本岗位的安全操作技能,了解事故应急处理措施,知悉自身在安全生产方面的权利和义务。未经安全生产教育和培训合格的从业人员,不应上岗作业。对新上岗、转岗的员工应进行岗前安全培训,考核合格后方可上岗。采用新工艺、新技术、新材料或者使用新设备时,应对从业人员进行针对性安全培训。

4.3.2 主要负责人和安全生产管理人员应具备与本单位所从事的生产经营活动相适应的安全生产知识和管理能力,应由主管的负有安全生产监督管理职责的部门对其安全生产知识和管理能力考核合格。

4.3.3 特种作业人员、特种设备操作人员以及从事爆破、射线、建筑施工等作业的人员,应取得相应的资格证书后方可上岗作业。

4.3.4 从事钻井、录井、测井、井下作业等作业的监督人员、作业现场负责人、技术人员、司钻、副司钻、井架工、安全生产管理人员、井控技术服务人员等,应接受井控技术培训,并取得培训合格证书。

4.3.5 硫化氢环境相关人员应接受硫化氢防护培训并考核合格。

4.3.6 应对进入生产作业现场的相关方人员进行入场前安全教育培训,告知可能接触到的危害及相关应急知识,并做好现场引导和监护。

4.4 变更管理

4.4.1 应建立变更管理制度,明确变更管理要求,变更管理范围包括设计、生产工艺、设备设施、劳动组织、作业环境、作业人员等的变更。

4.4.2 应识别、评估变更风险,履行变更管理程序,落实风险控制措施,实施闭环管理。

4.5 安全生产信息化管理

4.5.1 利用视频、单体录像设施或卫星定位装置等对关键设备、重点部位、高风险作业活动、移动设备进行监控。

4.5.2 采集、监控和管理对安全生产有较大影响的温度、压力、液位、载荷等生产运行数据、设备关键运行参数,并进行故障诊断和生产异常预警。

4.5.3 根据生产作业场所危险区域的等级划分,按要求设置探测报警系统,对火灾、可燃气体、有毒有害气体等进行监测、报警。

4.5.4 对风险、隐患、危险化学品等实施安全生产信息化管理。

4.6 个体防护

4.6.1 应制定并落实保护从业人员人身安全的制度与措施,对从业人员进行培训。

4.6.2 应为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的个体防护用品,并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴和使用。

4.7 事故事件管理

4.7.1 建立生产安全事故管理制度,明确事故的报告、调查、处理等管理程序、内容及要求。

4.7.2 发生事故后按程序及时、如实报告事故信息,事故报告后出现新情况的,应及时续报和补报。应妥善保护事故现场及有关证据。

4.7.3 对事故依法依规调查处理,进行事故事件溯源分析和经验分享。

4.7.4 开展事故事件统计分析,制定整改和防范措施。



4.8 消防和应急管理

4.8.1 消防管理

4.8.1.1 应建立消防管理组织机构、消防管理制度,设置专(兼)职管理人员,定期组织消防技能培训、演练。

4.8.1.2 消防安全重点单位应建立消防档案,实行每日防火巡查。

4.8.1.3 依法设置的专职消防队伍应实行 24 h 值班备勤制度,制定灭火救援应急预案,定期组织消防技能培训和消防演练。

4.8.1.4 钻井、井下作业、油气站场等重点生产作业场所应配备适用的消防设施和消防器材,并定期进行检查、维护、检测、检验。

4.8.2 应急管理

4.8.2.1 应建立应急管理组织机构,制定应急管理制度,明确应急管理和应急处置责任。

4.8.2.2 石油天然气开采单位、易燃易爆物品、危险化学品等危险物品的生产、经营、储存、运输单位应建立应急救援队伍,配备应急物资;其中,小型企业或者微型企业等规模较小的单位,可以不建立应急救援队伍,但应指定兼职的应急救援人员,并且与邻近的应急救援队伍签订应急救援协议。

4.8.2.3 依据风险评估和应急资源调查的结果,编制生产安全事故应急预案,并适时开展修订、备案等工作。应针对石油天然气开采过程中的井喷失控、硫化氢泄漏、火灾爆炸等重大事故灾难及洪涝、大风、滑坡、泥石流等重大自然灾害编制专项应急预案或现场处置方案。重点岗位应编制应急处置卡。

4.8.2.4 应建立应急物资管理制度,配备应急物资,建立应急物资台账,合理设置应急物资存放点。

4.8.2.5 制定应急演练计划,定期组织应急演练并对演练效果进行评估。

4.8.2.6 应对应急管理和应急处置有关人员开展培训,应对有毒有害场所、含硫化氢工作区域等施工作业人员开展个体防护技能培训。

4.8.2.7 应按照“地域邻近、资源互补”的原则建立区域联防机制,统筹应对井喷失控、硫化氢泄漏、火灾爆炸等重大突发事件,并与地方政府建立应急协调机制。

4.8.2.8 当达到预警条件或接到预警指令后,应立即开展应急准备;达到应急预案启动条件,应立即启动相应级别的应急预案;确认符合应急终止条件后,应下达应急终止指令,开展善后恢复工作。

5 专项安全

5.1 井控

5.1.1 井控设计

5.1.1.1 油气井地质设计中应包括井控风险提示,工程设计应包括井控设计,施工设计(方案)应给出井控安全技术措施。

5.1.1.2 井控装置配套设计应基于地层压力、流体性质、井别等因素的风险分析,并提出井控装置试压介质、试压规则的具体要求。

5.1.1.3 欠平衡、带压作业等特殊工艺、工序施工,应提出专项井控要求。

5.1.2 井控装置

5.1.2.1 按工程设计要求配备井控装置,并进行日常维护保养。

5.1.2.2 现场按技术规范安装、使用井控装置,安装完毕或更换承压部件后应进行试压。

5.1.2.3 井控装置应有专门机构管理,并由具有资质的单位进行检验和维修。

5.1.3 处置方案

5.1.3.1 钻井、井下作业等应按照“一井一案”原则编制井控现场处置方案,采油、采气、注入等作业按照管理区域编制井控现场处置方案。

5.1.3.2 井控现场处置方案应在井控安全风险评估的基础上编制,应考虑作业内容、环境条件、设施类型、应急救援资源等因素。

5.1.3.3 施工现场多个单位联合作业时,现场处置方案应相互衔接、协调一致。

5.1.4 井控演练

5.1.4.1 按照井控现场处置方案开展井控演练,并对演练效果进行评估。

5.1.4.2 钻井、井下作业等施工作业过程中,作业班组每月不少于一次不同工况的井控演练;采油、采气、注入等生产作业过程中,每季度不少于一次井控演练。

5.1.5 井控处置

5.1.5.1 发现溢流应立即关井处置,疑似溢流应关井检查。

5.1.5.2 最大允许关井压力不应超过套管抗内压强度的80%和井口装置额定压力两者中的最小值,若套管深度较浅,关井压力与静液柱压力之和还不应超过套管鞋下的地层破裂压力。

5.1.5.3 关井后应及时求得关井立压、关井套压和溢流量,采取措施恢复压力控制。

5.1.5.4 当发生溢流,内防喷失效且抢接内防喷工具失败时,应根据不同情况甩脱或剪断井内钻具、工具、电缆等,迅速关井控制井口。

5.1.5.5 发生井喷,应监测井场及周围有毒有害气体含量,划分安全区域,启动应急预案,进行抢险工作。

5.2 硫化氢防护

5.2.1 一般要求

5.2.1.1 应根据开采各环节介质、工艺、设施特点,制定落实针对硫化氢危害的对策措施。

5.2.1.2 含硫化氢站场,应设置固定式硫化氢监测系统,进入人员应佩戴便携式硫化氢检测仪。

5.2.1.3 含硫化氢的生产区域应设置明显的硫化氢警示标志及风向标,配备呼吸防护用品,编制现场处置方案并定期演练。

5.2.2 设计

5.2.2.1 油气井地质设计应明确含硫化氢地层深度、硫化氢含量预测,油气井工程设计应制定防硫化氢安全措施。

5.2.2.2 含硫化氢天然气站场的生活区域、值班室、办公室等人员集中场所应远离硫化氢泄漏源、设置在地势较高处,并考虑风向因素。

5.2.2.3 含硫化氢的天然气井及湿气管道应使用抗硫材质,或根据监测评估情况采取加注缓蚀剂等腐蚀控制措施。

5.2.3 风险控制

5.2.3.1 硫化氢环境钻井、井下作业等施工现场设备设施的安放位置应结合当地的主要风向和季节风向。

5.2.3.2 含硫化氢天然气井应根据公众危害程度等级(见表1),确定公众安全防护距离,并向周边社区公众告知、宣传硫化氢防护知识。

表 1 含硫化氢天然气井公众危害程度等级

气井公共危害程度等级	气井硫化氢释放速率(RR) m^3/s
一	$RR \geq 5.0$
二	$5.0 > RR \geq 1.0$
三	$1.0 > RR \geq 0.01$

气井硫化氢释放速率计算方法：

$$RR = A \cdot q_{\text{AOF}} \cdot C_{\text{H}_2\text{S}} \dots\dots\dots (1)$$

式中：

RR ——气井硫化氢释放速率,单位为立方米每秒(m^3/s)；

A ——常数, $7.716 \times 10^{-8} (\text{m}^3 \cdot \text{d})/(\text{mg} \cdot \text{s})$ ；

q_{AOF} ——气井绝对无阻流量最大值,单位为万立方米每天($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)；

$C_{\text{H}_2\text{S}}$ ——天然气中硫化氢含量,单位为毫克每立方米(mg/m^3)。

5.2.3.3 钻井、井下作业等施工现场含硫化氢区域应配备固定式硫化氢监测系统,探测器应安装在硫化氢逸出和易聚集的部位。

5.2.3.4 对单井采出液(气)、油气集输流程中硫化氢含量进行检测,并根据结果调整风险管控措施。人工采样时应配戴必要的个体防护用品和便携式硫化氢检测仪。

5.2.3.5 含硫化氢的封闭或半封闭场所,应采取有组织的自然通风或强制通风措施。

5.2.3.6 含硫化氢的井施工作业前,应制定并落实硫化氢防护措施和现场处置方案;钻井、井下作业防硫化氢现场处置方案中,应明确油气井井喷失控后的点火程序。钻进过程中硫化氢浓度达到 $30 \text{ mg}/\text{m}^3$ (20×10^{-6})时,应暂停钻进,并采取控制和处理措施。

5.2.3.7 含硫化氢气体应急放空应采用燃烧方式。

5.3 危险物品管理

5.3.1 采购

5.3.1.1 应向取得相应资质的供应商采购危险物品。

5.3.1.2 采购危险物品应按政府部门要求办理相关手续。

5.3.1.3 采购危险物品应按规定获取安全技术说明书和相关技术资料。

5.3.2 装卸和运输

5.3.2.1 承运人、运输工具、相关人员应取得政府部门颁发的资质或许可。

5.3.2.2 根据危险物品的性质采取防火、防爆、防腐蚀、防辐射等安全措施。

5.3.2.3 装卸前,应核验承运人、押运员、驾驶员和运输工具的资质,检查现场安全状况。

5.3.2.4 装卸作业应执行操作规程,遵守有关安全注意事项。

5.3.2.5 运输工具应安装具有行驶记录功能的卫星定位装置,按规定路线行驶、停放。

5.3.3 储存

5.3.3.1 应储存在专用仓库、专用场地或者专用储存室内,专人负责管理。存放场所远离生活区、人员密集区及危险区,并设置明显的安全标志。

5.3.3.2 根据危险物品性能分类储存,易发生化学反应的危险物品不应同库,储存量不应超过相关标准

设限值。

5.3.3.3 根据危险物品属性采取有效的防火、防晒、防潮、防泄漏等措施。建立危险物品出入库记录,领取人和发放人应签字确认。

5.3.3.4 民用爆炸物品的储存应取得公安机关许可,储存库应定期评价。

5.3.3.5 放射性同位素的储存应取得生态环境主管部门许可,储存库应定期检测。

5.3.4 使用

5.3.4.1 放射性同位素使用单位应取得“辐射安全许可证”;民用爆炸物品使用单位应取得“爆破作业单位许可证”。

5.3.4.2 民用爆炸物品作业应向政府主管部门报告。

5.3.4.3 放射性同位素跨省作业应到政府主管部门备案。

5.3.4.4 危险物品的领取、交接应建立相关台账,流向明确,不应涂改。

5.3.4.5 作业人员应熟悉并执行操作规程。

5.3.4.6 作业现场设置安全标志和警戒线,防止非作业人员进入作业区。

5.3.4.7 未使用完的危险物品应及时归还入库。

5.3.5 废弃

5.3.5.1 废弃危险物品的收集和存放应符合安全要求。

5.3.5.2 废弃的危险物品应由具有相应资质的单位进行运输、处置。

5.3.5.3 报废的民用爆炸物品应登记造册,销毁前应事先编制销毁方案,经当地县级公安机关审批后实施,销毁方式应符合 GB 6722 的要求。

5.4 设备设施管理

5.4.1 配备要求

5.4.1.1 设备设施的材质选取、加工制造和防护等级应满足工作介质和使用环境的要求。含硫化氢、二氧化碳油气站场设备设施的选材应满足抗硫化氢、二氧化碳腐蚀的要求。

5.4.1.2 存在较大及以上风险的钻井、修井、压裂、高压注入、天然气压缩等设备应具备报警、保护、联锁等相应安全功能。

5.4.1.3 存在易燃易爆及有毒介质的场所,应配置相应的火灾、可燃气体、有毒有害气体探测与报警装置。

5.4.1.4 易燃易爆危险区内使用的电气设施应满足防爆等级要求。

5.4.1.5 防雷、防静电设施应符合 5.7 的要求。接地装置应符合 GB 50169 的要求。

5.4.1.6 钻井、井下作业的钻台和井架应按要求安装安全逃生装置和坠落防护装置。

5.4.1.7 顶部高出地面 45 m 及以上的设备设施应安装航空障碍灯。

5.4.1.8 含硫化氢天然气脱硫及尾气处理工艺中硫磺回收、尾气处理装置应设保护系统。

5.4.2 使用要求

5.4.2.1 设备设施的布局应充分考虑外部环境因素和其他设备设施,安全间距符合要求。

5.4.2.2 设备设施的安装、调试应编制实施方案,落实安全措施。

5.4.2.3 设备设施及其附件应齐全完好,应按要求检验、检测或评估。

5.4.2.4 设备设施的传动部位应设置有效的防护装置或措施。

5.4.2.5 设备设施的报警、保护、联锁等安全装置应定期检测、校验或测试,不应擅自停用或拆除。

5.4.2.6 设备设施使用、维护应制定操作规程和应急处置措施。按设计和使用说明书要求操作和使用,不应超限运行。

5.4.2.7 设备设施维护、检修时应采取停机、隔离、封闭、置换、屏蔽等安全措施。

5.4.2.8 设备设施的防雷、防静电、接地装置应定期检查、检测。

5.4.2.9 在爆炸危险区域不应使用非防爆电子器材和非防爆工具。

5.4.2.10 达到设计寿命需继续使用的设备设施应开展检测或安全评估,满足技术要求的方可使用。

5.4.2.11 特种设备应按照要求开展登记注册、定期检验、变更、注销、报废等工作,并建立技术档案。

5.5 特殊作业

5.5.1 作业许可

5.5.1.1 应制定作业许可管理制度,明确作业许可范围,实行分级管理。作业条件发生变化,应重新办理许可。

5.5.1.2 作业前应进行风险识别,制定安全防范及应急措施,并取得作业许可。

5.5.1.3 当作业环境不适于继续作业或作业过程出现异常,可能危及施工安全时,应停止作业。

5.5.2 风险控制

5.5.2.1 动火作业控制要点包括以下内容:

- a) 作业前应清理或封盖动火点周围可燃物、坑井、孔洞,周围有可燃物料的设备、流程,应采取隔离措施;
- b) 在介质为易燃易爆品的生产、储存设施上动火作业,应将动火点与生产系统隔离,并进行清洗或置换,分析合格后方可作业;
- c) 动火作业受条件限制无法进行清洗或置换时,应符合 GB 30871—2022 中 5.4 的要求。

5.5.2.2 临时用电作业应符合 GB 50194 的要求。

5.5.2.3 受限空间作业控制要点包括以下内容:

- a) 作业前应对受限空间进行安全隔离,依照“先通风、再检测、后作业”的顺序进行作业;
- b) 应进行全过程监护,作业监护人应熟悉作业区域的环境和工艺情况,有判断和处理异常情况的能力,掌握急救知识;应清点出入受限空间的作业人数,保持与作业人员的联系,当发现异常情况时,应及时制止作业,并立即采取救护措施;在作业期间,不应离开作业现场;
- c) 作业过程中应注意保持通风,作业人员应佩戴便携式检测仪进行连续监测;
- d) 发生险情时,应在具备救援能力的情况下实施救援。

5.5.2.4 吊装作业控制要点包括以下内容:

- a) 吊装作业前,吊具、索具应经计算选择使用,不应超负荷运行;
- b) 吊装机械各部位安全装置齐全、可靠、灵敏;
- c) 吊装前应确认作业环境符合安全施工要求;
- d) 吊装前应确认吊物捆绑牢固、可靠,不应超负荷、斜向拖拉和快速升降;
- e) 吊装过程人员与吊物应保持安全距离,起重机吊臂及吊物下方不应有人。

5.5.2.5 动土作业控制要点包括以下内容:

- a) 作业范围内存在未落实的地下管道、电缆等隐蔽物,应提前采取人工挖探的方法或使用探测器对地下隐蔽物进行核实;
- b) 动土开挖时,要由上至下逐层挖掘,开挖过程中应采取防止滑坡和塌方措施;
- c) 应根据现场情况设防护栏、盖板、逃生通道和警示标志、警示灯。

5.5.2.6 高处作业控制要点包括以下内容:

- a) 正确佩戴和使用安全带；
 - b) 涉及孔洞和临边施工的，应有满足作业安全要求的平台或护栏；需进行交叉作业时，应采取可靠的隔离措施；
 - c) 使用的工具、材料等应有防掉落措施，上下时手中不应持物，不应投掷工具、材料及其他物品。
- 5.5.2.7 盲板抽堵作业控制要点包括以下内容：
- a) 应根据管道内介质的性质、温度、压力和管道法兰密封面的口径等选择相应材料、强度、口径和符合设计、制造要求的盲板；
 - b) 应根据介质的特性制定相应防护措施，选择适用的防护器具；
 - c) 盲板封堵点流程泄压放空，应采取防止物体打击、中毒、火灾爆炸的措施；
 - d) 盲板应设标识牌并进行编号；
 - e) 不应在同一管道上同时进行两处以上盲板抽堵作业。
- 5.5.2.8 作业现场应配备相应的应急救护器具和消防器材、设备。

5.6 自然灾害防范

5.6.1 防灾与备灾

- 5.6.1.1 油气田(区块)勘探开发规划和总体部署应统筹防洪排涝、地质灾害防治、气象灾害防御和防震减灾等工作。
- 5.6.1.2 油气田开发部署应满足当地防洪、抗震等防灾设防标准和规划。
- 5.6.1.3 在自然灾害高风险区域开发建设或布置井位时，应预先开展洪涝、地质灾害、地震等灾害安全风险评估，根据风险等级设计防灾减灾设施。
- 5.6.1.4 泥石流冲击、沉积区，河床、河滩，或存在明显滑坡风险的地段，不应选为井场和营地。
- 5.6.1.5 接到强雷电、6级及以上大风、暴雨、暴雪等相关气象灾害预警，应采取防灾减灾措施。
- 5.6.1.6 根据区域自然灾害特点，开展防灾、减灾、备灾专项检查，排查治理自然灾害隐患。
- 5.6.1.7 自然灾害应急救援物资应分级、分类储备。

5.6.2 监测与预警

- 5.6.2.1 应与地方政府自然灾害防御机构建立联动机制，及时获取各类自然灾害预报、预警信息。
- 5.6.2.2 在地质灾害高风险区和重点防范期应加强灾害监测，发现灾害前兆或险情时应及时报告和处理。

5.7 防雷与防静电管理

- 5.7.1 建(构)筑物、生产装置的防雷分类及防雷措施应符合 GB 50057 的要求；防静电措施应符合 GB 12158 的要求。
- 5.7.2 爆炸和火灾危险环境场所的防雷装置应每半年检测一次，其他的防雷装置应每年检测一次。
- 5.7.3 防雷装置、防静电装置应定期检查、维护、保养，发现问题及时处理。

6 开采过程安全

6.1 物探工程

6.1.1 一般要求

- 6.1.1.1 应依法办理爆破作业合同备案或爆破作业项目审批等手续。
- 6.1.1.2 应加强防暑降温、防寒保暖、防汛防台、通信保障、防迷失、饮食卫生等管理，保障施工人员的安全和健康。

6.1.1.3 机械震源、车载钻机等设备应定期维护保养,符合设备管理要求。

6.1.1.4 长途搬迁应制定方案,并按程序进行审批。搬迁前应进行安全教育、车辆检查。

6.1.1.5 营地选址应进行综合评估,避开易发生洪涝灾害、地质灾害等区域,远离噪声、油气管网、疫源地及野生动物栖息地、高压输电线网以及剧毒物、易燃易爆场所的下风向。

6.1.1.6 对于特殊地形(沙漠、高原等)、危险区域(水域、断崖、陡坡、岩石松软地带等)、特殊天气(雷雨、大风等),应制定针对性的安全管控措施并落实。

6.1.2 设计

6.1.2.1 技术设计应有安全专章,内容包含执行的安全法规、标准、制度,重大风险提示和施工安全要求等。

6.1.2.2 编写施工设计(方案)前,应对工区进行踏勘,调查了解施工现场的自然环境和周边社会环境条件,进行风险评估,编制踏勘报告和安全风险评估报告。

6.1.2.3 施工设计(方案)应有安全专章,考虑施工作业环节的安全要求、设备能力、地表、地质、季节等因素,内容包含炮点设计的安全要求、项目主要风险及管控措施等。

6.1.3 施工作业

6.1.3.1 施工准备

6.1.3.1.1 地震勘探项目技术设计确定后,地震队应组织生产、技术、安全、装备等人员组成项目调查组,对工区进行精细踏勘,编制生产施工方案,办理施工许可,明确人员、设备、装备需求,选定驻地。

6.1.3.1.2 驻地建设完成后,制定安全搬迁措施,确保设备、装备、人员安全到达驻地。

6.1.3.1.3 对项目施工人员进行岗前安全培训,重点培训岗位风险控制措施、岗位操作规程和应急处置知识,经考核合格后方可上岗。

6.1.3.2 测量和排列布设

6.1.3.2.1 测量作业时应绘制所有测线的测量草图,注明测线经过区域的高压线、铁路、桥梁、涵洞、地下电缆、管网管线等设施,设置的炮点应满足安全距离要求。

6.1.3.2.2 排列穿越公路、河流、悬崖等危险地段,应采取警示、防护等安全管控措施。

6.1.3.2.3 装卸设备时,车辆应选择安全地点停放,并落实安全监护措施。

6.1.3.3 物探钻井

6.1.3.3.1 应根据使用的钻机类型执行相应操作规程。

6.1.3.3.2 开钻前应确认周围障碍物、人员及管网情况;点位与重要设施安全距离不足时应及时报告。

6.1.3.3.3 规范设置作业场地,设立安全警戒范围。

6.1.3.3.4 钻井作业过程、钻机搬迁应落实防触电、防倾覆、防坠落等安全防范措施。

6.1.3.4 民用爆炸物品作业

6.1.3.4.1 民用爆炸物品使用、盲炮处置、销毁等应落实安全警戒措施。

6.1.3.4.2 租用、自建民用爆炸物品库应取得当地公安机关许可;可移动民用爆炸物品库的结构应经过政府有关主管部门鉴定验收。

6.1.3.4.3 接触民用爆炸物品应落实防静电措施,包药点距高压线、射频设施等安全间距应符合GB 6722的要求。

6.1.3.4.4 成型药包下井应使用专用工具,采取防浮、防盗措施。

6.1.3.4.5 激发作业应设专人警戒,人员、车辆不应进入警戒区域内;执行警戒任务的人员,应按指令到达指定地点,作业期间不应离开岗位。

6.1.3.4.6 对作业产生的盲炮应现场确认并登记,按规定进行有效处置,处置现场应设专人警戒。

6.1.3.4.7 应制定意外爆炸和丢失应急预案并定期演练。

6.1.3.5 可控震源激发

6.1.3.5.1 可控震源车应配备视频监控装置。

6.1.3.5.2 震源升压状态下,无关人员应与震源车保持 15 m 以上距离。

6.1.3.5.3 在升压、高压状态不应进行可控震源车液压系统检修作业。

6.1.3.6 内陆水域气枪震源激发

6.1.3.6.1 起吊气枪前,应检查管线无相互缠绕,逐组起吊,其他人员不应在吊臂下方停留。

6.1.3.6.2 气枪震源船到达激发点后,瞭望人员应确认激发点位置,确认施工区域内无其他船只和人员方可激发。

6.1.3.6.3 雷电、6 级及以上大风、能见度低于 200 m 的大雾等恶劣天气不应进行施工作业。

6.2 钻井工程

6.2.1 一般要求

6.2.1.1 根据给定的井位参数,实地勘测确定井口位置,按照地面服从地下的原则勘定井位,进行地形、地质调查,避开滑坡、泥石流等不良地质地段。

6.2.1.2 根据井别、井深、井型、钻机类型、建井周期、地层流体性质、井口周边地形地貌、地面基础设施和地下隐蔽设施、人口密集区域、高危性场所分布、季节气候等特点,确定井场面积、进出井场道路及钻机大门方向、钻前土方工程及基础类型、营房位置和井场布局等,分析社会环境和自然环境对安全生产的影响,制定防自然灾害、防喷、防火防爆、防毒、防冻、防暴恐等安全措施。

6.2.1.3 针对施工过程中地质条件、地面环境、施工工序、人员、设备设施、设计及工艺技术要求等变化,落实岗位风险管控措施和隐患治理措施。

6.2.1.4 作业施工的设备设施应与工程设计相匹配,高压管汇、仪器仪表、泄压装置等检测合格。

6.2.1.5 设备设施的摆放、安装、使用和维护,应与作业条件和环境相适应。

6.2.1.6 进入井场易燃易爆区域的施工设备设施应满足防火、防爆的要求。

6.2.1.7 雷电、6 级及以上大风、暴雨、大雾、大雪等恶劣天气不应进行井架起放、高处作业、起下钻和甩钻具等作业。

6.2.2 设计

6.2.2.1 钻井地质设计

6.2.2.1.1 根据地质资料进行风险识别并编制安全风险提示。

6.2.2.1.2 提供区域地质资料、地层孔隙压力、地层破裂压力、浅气层资料、邻井油气水显示和复杂情况。在开发调整区钻井,应提供邻井注入及地层连通情况。

6.2.2.1.3 对含硫化氢、二氧化碳等有毒有害气体层位、埋藏深度及含量进行预测说明。

6.2.2.1.4 以井口中心点为基准,对区域探井及地层天然气中硫化氢含量等于或大于 $1\,500\text{ mg/m}^3$ ($1\,000\times 10^{-6}$) 的井周围 5 000 m、探井周围 3 000 m 范围内的居民住宅、学校、公路、铁路和厂矿等进行勘测,并调查 500 m 以内的人口分布及其他情况,在设计书中标明位置和说明。

6.2.2.1.5 井位选址应综合考虑周边人口和永久性设施等,井口距离民宅不小于 100 m,距离学校、医

院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500 m。在地下矿产采掘区选址时,应同时考虑矿井坑道分布、走向、距离、深度和回采工作面、采空区影响范围,井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100 m。

6.2.2.1.6 油气井之间的井口间距不小于 2 m;地层天然气中硫化氢含量等于或大于 $1\ 500\ \text{mg}/\text{m}^3$ ($1\ 000 \times 10^{-6}$) 的井井口距其他井井口之间的距离大于所用钻机的钻台长度,且不少于 8 m。

6.2.2.1.7 页岩气等平台化井场应满足多钻机丛式井组井控安全和钻井作业安全要求,井场面积应满足开发生产全过程施工以及交叉作业安全要求。

6.2.2.2 钻井工程设计

6.2.2.2.1 根据地质设计的风险提示和施工过程的风险预测,制定安全技术要求。

6.2.2.2.2 井身结构符合以下安全技术要求:

- a) 表层套管下深应能封隔浅部复杂层段,固井水泥应返至地面;
- b) 技术套管下深应考虑防止喷、漏、塌、卡的需要;
- c) 在地下矿产采掘区钻井,表层套管或技术套管下深应封住开采段并超过其 100 m 以上,固井水泥应返至地面。

6.2.2.2.3 钻井液符合以下安全技术要求:

- a) 常规钻井工艺下钻井液设计密度应能平衡地层压力;
- b) 含硫化氢油气井,在进入含硫化氢层之前 50 m,应将钻井液 pH 值调至 9.5 以上;
- c) 现场应储备一定量的加重钻井液或加重材料,加重钻井液应定期维护,含硫化氢油气井还应储备足量的除硫剂。

6.2.2.2.4 套管管柱符合以下安全技术要求。

- a) 油气井套管管柱应进行强度、密封和耐腐蚀设计。强度校核工况符合实际情况,安全系数满足钻井和后续生产的需要。
- b) 套管管柱上串联的各种工具、部件都应满足套管管柱强度设计要求。

6.2.2.2.5 固井符合以下安全技术要求:

- a) 应根据地层压力、井底静止温度和循环温度、地层流体性质等资料合理设计水泥浆体系、性能、封固长度,确保在注水泥施工中压稳地层;
- b) 高压油气井、地层天然气中含硫化氢等于或大于 $1\ 500\ \text{mg}/\text{m}^3$ ($1\ 000 \times 10^{-6}$) 的井技术套管、油层套管水泥应返至上一级套管内或地面;
- c) 天然气井应优先选择防气窜水泥浆体系,防止气窜。

6.2.2.2.6 钻柱应进行强度设计,满足抗拉、抗扭的安全需要。

6.2.2.2.7 对井下复杂情况、硫化氢及其他有毒有害气体应有提示及应对方案。

6.2.3 施工作业

6.2.3.1 施工准备

6.2.3.1.1 施工准备遵循下列原则:

- a) 应根据设备类型、工艺要求及井场条件确定设备安放位置;
- b) 通往井场的道路,满足生产车辆、抢险救援的安全通行;
- c) 井场应设置危险区域图、逃生路线图、紧急集合点、逃生出口,井场安全逃生通道应畅通并有明显标志。

6.2.3.1.2 设备拆卸、搬迁、安装符合下列要求:

- a) 应有现场安全监督或专职安全管理人员;

- b) 超长、超高、超宽设备的运输应按规定办理准运手续,按规定捆绑,并设置相关警示标志;
- c) 吊装作业应做到有专人指挥,并按规定检查吊索、吊具;
- d) 设备安装完成后,整机试运转符合要求。

6.2.3.1.3 开钻前应进行验收,验收合格后方可开钻。

6.2.3.2 钻进、起下钻及甩钻具

6.2.3.2.1 应按地质设计、工程设计进行施工作业。

6.2.3.2.2 钻进过程中根据井下实际及时调整钻井液性能,确保安全钻进。

6.2.3.2.3 钻井液应满足防火防爆要求。

6.2.3.2.4 钻开第一套油气层前应进行钻开油气层验收,合格后方可钻开油气层。

6.2.3.2.5 钻开含硫化氢油气层前,对井场的硫化氢防护措施、现场处置方案及演练等进行检查,未达到要求不应钻开含硫化氢油气层。

6.2.3.2.6 油气层钻进过程中应利用短程起下钻加强油气侵检查,油气上窜速度应满足安全作业需要。

6.2.3.2.7 含硫化氢井取心作业,岩心筒到达地面前至少 10 个立柱至出心作业完,应开启防爆通风设备,并监测硫化氢浓度,当超过 30 mg/m^3 (20×10^{-6}) 时应立即戴好正压式空气呼吸器。

6.2.3.2.8 起下钻作业前应检查钻井大绳、绞车、天车防碰装置、刹车系统等关键设备设施和安全设施。根据钻机类型、钻井方式、设备设施、起下钻工序以及天气和季节因素,制定并落实防单吊环、顶天车、游动系统挂碰二层台、溜钻、顿钻、憋泵、井喷、人身伤害等重点安全风险防控技术措施。起钻过程应及时灌满钻井液,避免井内液柱压力过低诱发井喷;起下钻应控制速度,减少井内压力波动。

6.2.3.2.9 甩钻具作业前应检查钻井大绳、绞车、天车防碰装置、刹车系统、井口工器具等设备设施和安全设施。根据钻机类型、设备设施、甩钻具工序以及天气和季节因素,制定并落实物体打击、机械伤害、高处坠落、其他伤害等重点安全风险防控技术措施。

6.2.3.2.10 应设专人观察和记录循环罐液面变化及起下钻灌入或返出钻井液情况,及时发现溢流显示。

6.2.3.2.11 处理井漏、井壁坍塌、卡钻等复杂情况时,应落实防止井喷和人员伤害的安全技术措施。

6.2.3.3 中途测试

6.2.3.3.1 施工前应结合现场作业人员能力、装备能力、测试工具、测试工艺及作业方式等开展风险识别,制定落实风险管控措施,并进行安全技术交底。

6.2.3.3.2 遇有以下情况之一者不应进行中途测试:

- a) 井喷、井漏和井涌未处理平稳;
- b) 井口、测试管柱和套管的强度不能满足测试工艺要求;
- c) 井眼和井身质量不能满足测试要求。

6.2.3.3.3 测试管柱应具备循环压井功能;测试前应确保井筒液柱压力平衡。

6.2.3.3.4 中途测试前应进行短程起下钻检查油气侵和溢流,观察一个作业期时间。

6.2.3.3.5 放喷管线和点火设施应固定,排出可燃气体应立即点火。

6.2.3.3.6 出现以下情况之一应立即终止测试:

- a) 发现封隔器失效;
- b) 环空压力升高,节流管汇泄压仍不能消除环空压力上升;
- c) 地层出砂严重。

6.2.3.4 下套管及固井

6.2.3.4.1 下套管及固井作业前,应落实井控措施。

6.2.3.4.2 套管管架放置平整牢固,套管上层垫杠和下层垫杠对齐,并捆绑牢固。

6.2.3.4.3 根据下套管及固井作业所需的设备设施、工器具、套管规格、下套管及固井作业方式等开展风险识别,制定落实风险管控措施,并进行安全技术交底。

6.2.3.4.4 固井施工区域应设置明显的安全标志或警示带,区域内不应进行其他作业,非施工人员不应进入高压区,开泵顶水泥浆时所有人员不应靠近井口、泵房、高压管汇和泄压区。

6.2.3.4.5 高压管汇连接后应系保险绳,管汇连接不应长距离架空或彼此交叉,碰压用泄压阀应加防护罩并系保险绳。

6.2.3.4.6 高压作业时,应停泵后再关闭高压闸门;不应在带压工况下拧动、锤击高压管汇连接部位。

6.2.3.4.7 水泥浆的候凝时间应达到固井设计要求。

6.3 录井工程

6.3.1 一般要求

6.3.1.1 录井仪器房、地质值班房的摆放应根据钻井井场现状,选择合理位置,满足录井工艺要求和安全要求。

6.3.1.2 高风险井应使用综合录井仪,其他井可使用气测录井仪,录井仪器房应配备火灾、可燃气体、硫化氢等探测与报警装置,具备异常时声光报警等功能。

6.3.1.3 应与钻井队建立有效的应急联动机制,信息互通共享,应急演练、救援等工作接受钻井队统一协调和指挥。

6.3.2 设计

6.3.2.1 录井施工设计(方案)应依据钻井地质设计编制,内容应包括录井设备、录井队伍、施工风险及安全措施等,并进行技术交底。

6.3.2.2 应依据区域或邻井地质资料绘制施工井地质预告图,提出防喷、防卡、防漏等地质预告,并向钻井队等单位进行地质交底。

6.3.3 施工作业

6.3.3.1 录井仪器房、地质值班房吊装前应开展安全风险识别、分析与评价,制定并落实吊装作业风险防控措施。

6.3.3.2 安装、拆卸、调试探测与报警装置,架设和拆除线路,设备仪器安装调试前应开展安全风险识别、分析与评价,并制定高处坠落、机械伤害、触电、物体打击、其他伤害等重点安全风险防控措施,与钻井队沟通、联动。

6.3.3.3 录井作业前应开展安全风险识别、分析与评价,制定物体打击、机械伤害、触电、化学品灼烫、其他伤害等重点安全风险防控措施,并进行安全技术交底。

6.3.3.4 钻开油气层、含硫化氢地层前,应加强地层对比,及时向钻井队提出钻遇油气层、硫化氢等地质预报。

6.3.3.5 持续监测气测、钻井液、钻井工程参数,发现油气、硫化氢显示以及钻井液、工程参数等异常变化时应立即报告当班司钻。

6.4 测井工程

6.4.1 一般要求

6.4.1.1 测井、测试、射孔等测井工程应配备符合安全要求的井口防喷装置。

6.4.1.2 射孔起爆装置应有安全防护技术措施。

6.4.1.3 天滑轮、地滑轮应配备防跳槽、防脱落装置。

6.4.1.4 下井仪器、射孔器材、电缆应符合相应的耐温、耐压、耐硫化氢及其他特殊施工环境的要求。

6.4.1.5 雷电、6级及以上大风、暴雨、大雾等恶劣天气,不应进行施工作业,若正在裸眼井测井作业,应将仪器上提至套管内后,停止施工作业。

6.4.2 设计

6.4.2.1 高风险井应编制测井施工设计(方案)。施工设计(方案)应依据钻井地质设计编制,内容应包括设备、队伍、施工风险及安全措施等,并进行技术交底。

6.4.2.2 钻具输送测井应针对仪器种类、仪器连接方式、钻具输送速度以及钻具输送过程制定落实风险管控措施。

6.4.2.3 射孔施工设计(方案)应明确输送方式、射孔弹种类、起爆方式、安全枪的使用等内容。

6.4.2.4 高风险井射孔、测试应使用管柱输送。

6.4.3 施工作业

6.4.3.1 放射性同位素操作应使用专用工具,井口装卸放射源应有效封盖井口。

6.4.3.2 放射性同位素使用完毕后应及时归还入库,交接时应使用辐射仪进行辐射数据监测,确认放射源已回收。

6.4.3.3 应配备并携带电缆剪切钳,施工现场绞车或拖撬应可靠固定。

6.4.3.4 电缆运行中,人员不应靠近滑轮、运行的电缆、电缆滚筒等转动部位,不应跨越电缆,绞车后不应站人。

6.4.3.5 带压作业或使用电缆防喷器施工时,打开井口阀门前应检查井口防喷装置的连接及密封状况;手动开关阀门时应侧身平稳操作。

6.4.3.6 油管传输射孔器总成与起爆装置之间应有安全隔离装置或空的枪段,组装、拆卸过程中装弹部分与钻台保持安全距离。

6.4.3.7 未引爆的射孔器应由专业人员在井口卸下起爆装置,转移至安全地点后再进行处理,该起爆装置不应再次使用。

6.4.3.8 射孔施工完毕,应清点、归还剩余爆炸物品。

6.4.3.9 蒸汽热采井测试施工时应穿戴隔热防护用品。

6.4.3.10 井口测试阀门关闭后,应放空泄压,压力表归零后拆卸堵头。

6.4.3.11 解卡作业时,除指挥人员和操作人员外,其他人员不应进入作业区域。

6.4.3.12 井口异常或发生井喷时,测井、射孔施工单位应服从钻井、井下作业施工单位的统一协调和指挥。裸眼测井时立即收起测试仪器的支撑臂。

6.5 井下作业

6.5.1 一般要求

6.5.1.1 根据井别、井深、井型、井下作业施工工艺技术、设备设施、作业周期、井内和地层流体性质、井口周边地形地貌、地面基础设施和地下隐蔽设施、人口密集区域、高危性场所分布、季节气候等特点,确定井场面积、进出井场道路、基础类型、营房位置和井场布局等,分析社会环境和自然环境对安全生产的影响,制定防自然灾害、防喷、防火防爆、防毒、防冻等安全措施。

6.5.1.2 针对井下作业施工过程中地质条件、地面环境、施工工序、人员、设备设施、设计及工艺技术要求等变化,落实岗位风险管控措施和隐患治理措施。

6.5.1.3 设备设施的摆放、安装、使用和维护,应与作业条件和环境相适应。

6.5.1.4 雷电、6级及以上大风、暴雨、雾、雪、沙尘暴等能见度小于30 m时,不应进行井架起放、拆卸及

高处作业等作业。

6.5.1.5 页岩气等大型压裂施工现场应划分工作界面、区域,明确安全责任及准入管理。

6.5.2 设计

6.5.2.1 地质设计应根据风险评估结果编制安全提示。风险评估包括本井的地质、钻完井资料、历次井下作业情况、前期生产动态情况、邻井情况、井场现状等;安全提示包括邻井或本区域的硫化氢、二氧化碳含量和异常高(低)压情况等。

6.5.2.2 工程设计应根据地质设计的安全提示和作业内容的风险识别,明确以下方面:

- a) 井控设计符合 5.1.1 的要求;
- b) 修井机的载荷;
- c) 试油试气井地面测试流程系统的安全管控要求;
- d) 压裂、酸化施工井的安全管控要求;
- e) 含硫化氢、二氧化碳井的安全管控要求。

6.5.2.3 施工方案应根据地质设计的安全提示和工程设计的安全管控要求,结合现场作业人员能力、装备能力、工艺技术、作业工序,明确以下方面:

- a) 社会环境和自然环境因素引发风险的防控措施;
- b) 设备设施及其周围建(构)筑物之间的安全距离;
- c) 设备设施搬迁、安装的人身伤害防护措施;
- d) 作业过程人身伤害防护措施。

6.5.2.4 压裂、酸化作业应制定专项施工方案,明确高压防护、酸性物质防护和消防措施。压裂管汇元件应经检测合格。连续施工周期较长的页岩气等工厂化大型压裂作业,应在每平台施工作业完成后进行检测。

6.5.3 施工作业

6.5.3.1 作业准备

6.5.3.1.1 井场布置应符合 6.2.3.1.1 的要求。

6.5.3.1.2 设备设施搬迁、安装应符合 6.2.3.1.2 的要求。

6.5.3.1.3 验收合格后方可开工。

6.5.3.2 作业施工

6.5.3.2.1 应按地质设计、工程设计、施工方案和操作规程的要求进行施工。

6.5.3.2.2 施工前应进行安全技术交底。

6.5.3.2.3 安装、更换采油树、防喷器前,应落实井控措施,并检查绞车、刹车系统,避免井喷以及物体打击、机械伤害、高处坠落、其他伤害。

6.5.3.2.4 起下油管前应检查大绳、绞车、天车防碰装置、刹车系统、动力钳保护装置等安全设施,避免单吊环、顶天车、溜钻、顿钻和人身伤害。起下油管时,应监测井筒液面,控制起下速度,减少井内压力波动,避免井内液柱压力过低诱发井喷。

6.5.3.2.5 修井作业打捞、解卡时,应检查动力设备、提升系统、刹车系统、天车防碰装置,确保井架载荷安全,避免设备倒塌、机械伤害、物体打击。

6.5.3.2.6 含硫化氢井试油(气)作业时,应检查井场的硫化氢防护措施、地面流程和现场处置方案,并监测硫化氢浓度,当超过 30 mg/m^3 (20×10^{-6})时应佩戴正压式空气呼吸器。

6.5.3.2.7 连续油管施工作业应检查吊车载荷、人员(司机)值守,避免管汇刺漏、起重伤害、设备倒塌。

6.5.3.2.8 酸化、压裂作业前应检查高压管汇、设备防护、酸性物质防护、消防措施；泵车带负荷运行期间，高压区周围 10 m 内应设置安全挡板；压裂后应对排液出口进行有毒有害气体监测，根据结果采取人身防护措施。

6.6 地面工程建设

6.6.1 一般要求

6.6.1.1 地面工程建设项目应按照先勘察、再设计、后施工的工作程序组织实施。

6.6.1.2 地面工程建设项目的勘察、设计、施工、监理、评价、检测、检验等，应由具有相应资质的单位承担。

6.6.1.3 地面工程建设项目开工报告中应明确安全生产管理要求。

6.6.1.4 试运投产前应编制专项方案，投产前应进行安全检查，对生产设施、设备、防护装置、消防设施、仪表、附件等进行确认。

6.6.2 设计

6.6.2.1 识别、分析地面工程建设项目存在的各种危害因素，根据结果选择工艺、技术、设备和材料，进行本质安全设计。

6.6.2.2 工程施工前应进行施工图设计审查、图纸会审和设计技术交底，设计技术交底应说明工程设计意图，解释工程设计文件。

6.6.3 施工作业

6.6.3.1 工程开工前，应根据工程特点、施工方法、资源配置和作业环境，编制施工方案和安全技术措施，并按规定进行审批。

6.6.3.2 开展风险管理活动，并随工程进展和内外部环境变化进行更新，实行风险动态控制。

6.6.3.3 作业前，应对作业人员进行危害告知和安全技术交底，使作业人员了解本岗位风险及控制措施，掌握应急处理和紧急救护方法。

6.6.3.4 施工前，现场作业区域、主要道路、仓储、临时设施等的平面布置应满足安全技术方案。

6.6.3.5 进场设备、机具按规定检验合格；施工器材应采取防垮塌、防雨、防积水、防晒等措施。

6.6.3.6 施工现场的安全设施应齐全有效，不应擅自拆除和移动。

6.6.3.7 施工现场可能导致人身伤害的危险部位或场所，应设置安全标志；施工现场临近运行装置、罐区、易燃易爆物品或危险化学品存放区、道路、深基坑等时，应进行围挡隔离，并实时进行监控。

6.6.3.8 施工严格按照施工方案进行，并严格遵守相关操作规程，涉及特殊作业的应符合 5.5 的规定。

6.6.3.9 定期巡查施工现场，排查安全隐患，纠正违章。

6.7 采油工程

6.7.1 一般要求

6.7.1.1 井场、计量站应有边界并设置安全标志。

6.7.1.2 油管、抽油杆、抽油泵、井口装置等应根据产层压力、温度、流体性质选择。

6.7.1.3 地面提升设备应满足负载和工作环境要求。

6.7.1.4 实际地层压力等于或大于 70 MPa 或井口关井压力等于或大于 35 MPa 的油井、含硫化氢等有毒有害气体的自喷井应有紧急关断装置。

6.7.1.5 气举采油应使用天然气、氮气或其他惰性气体作为气举介质。

6.7.1.6 容积式原油外输泵的出口管段阀门前应安装安全阀。

- 6.7.1.7 计量间等可能存在易燃易爆、有毒有害物质的封闭场所应有相应的通风措施。
- 6.7.1.8 含硫化氢、二氧化碳油井的井口装置应定期进行腐蚀状况、密封性检查和维修保养。
- 6.7.1.9 装油鹤管、管道、罐车应做静电跨接和接地,其他防静电措施应符合 GB 13348 的要求。

6.7.2 设计

- 6.7.2.1 采油工程设计(方案)应结合油田地质特征、油藏储层状况、油井产能预测、地理环境等进行编制,应有安全专篇或安全专章,应明确井场与公共设施、建筑等的安全距离,达到投产作业及注采过程安全要求。
- 6.7.2.2 应根据地质设计提供的地层压力,选择相应压力等级井口防喷装置。
- 6.7.2.3 井场、计量站选址,设备、设施的平面设置应符合 GB 50183、GB 50350 的要求。
- 6.7.2.4 输油管道及附件、加热炉、输油泵、油气计量装置等设备设施的设计应符合 GB 50350、GB 50253 的要求。

6.7.3 生产作业

- 6.7.3.1 油井巡检路线应进行安全确认,巡检时发现异常情况及时处理。
- 6.7.3.2 取样口设施、取样设备应定期检查,取样过程应有人员防护措施。
- 6.7.3.3 启停井、洗井、加药、参数调整等施工操作前,应落实触电、机械伤害、物体打击、中毒等风险的防控措施。
- 6.7.3.4 燃气(油)加热炉点炉时,应确认炉膛内无残留油气后侧身操作。采取电加热方式的容器,在通电加热时应确保液位处于安全范围。流程切换时应先开后关防止憋压,开关阀门应侧身平稳操作。
- 6.7.3.5 抽油机安装、维修(换盘根、换皮带、修换电机、修换减速箱、更换毛辫子等)等作业前,应落实起重伤害、机械伤害、物体打击、高处坠落等风险的防控措施。
- 6.7.3.6 抽油机维护保养(润滑、紧固、刷漆等),应落实停机、刹车、断电等安全防护措施后实施。
- 6.7.3.7 抽油机调整(调平衡、调冲次、调防冲距、整机等)、井口流程维修、更换阀门、拆装井口等作业前,应落实起重伤害、机械伤害、火灾爆炸、物体打击等风险的防控措施。
- 6.7.3.8 雷雨、6 级及以上大风等恶劣天气,不应进行更换毛辫子、调平衡等提升设备的维护作业。

6.8 采气工程

6.8.1 一般要求

- 6.8.1.1 井场应有边界并设置安全标志,含硫化氢的井场应设置风向标。
- 6.8.1.2 含硫化氢、二氧化碳气井的井口装置、采气树应进行腐蚀状况、密封性检查和维修保养,并做好记录。
- 6.8.1.3 储气库气井投产后首次进行技术检测的时间应不超过 10 年;含硫化氢、二氧化碳的储气库气井首次进行技术检测的时间应不超过 5 年。
- 6.8.1.4 居民区内以及靠近居民区的井场应设隔离保护措施。

6.8.2 设计

- 6.8.2.1 采气井口装置应根据产层压力、温度、气体组分和自然环境选择。
- 6.8.2.2 井场规格、设备、设施的平面设置应符合 GB 50183 的要求。
- 6.8.2.3 高压、含硫化氢高于 $30\,000\text{ mg/m}^3$ ($20\,000 \times 10^{-6}$) 及储气库的气井应有井口自动关井装置、套管环空压力监测装置、紧急泄压放空系统。
- 6.8.2.4 高压、高产且含硫化氢高于 $30\,000\text{ mg/m}^3$ ($20\,000 \times 10^{-6}$) 的气井应增加井下关井装置。

6.8.2.5 不具备地面集输处理条件的天然气,应就近采用净化、加压或液化后充装至移动式压力容器内进行回收,并配套安全设施。

6.8.3 生产作业

6.8.3.1 气井投产前应对采气设备、设施进行检查验收。

6.8.3.2 开关井期间,现场操作人员与流程相关人员应保持联系,按照程序操作。关井放空时,应设有警戒人员。

6.8.3.3 根据产出气的流体性质、温度、压力,选择加热、保温、加入抑制剂或脱水等措施防止水合物生成。

6.8.3.4 取样口设施、取样设备应完好并定期检测,取样过程应有人员防护、防火防爆措施。

6.8.3.5 气举排水应使用天然气或氮气作为气举介质。

6.9 注入工程

6.9.1 一般要求

6.9.1.1 注入设备与管道投产前应按照设计文件和施工验收规范进行安全验收。注入设备的安全防护装置应完好、可靠,安全附件应定期校验。

6.9.1.2 应制定落实注入管道检测制度。

6.9.1.3 注入站场应设置安全标志。人口稠密区的注入井井场应采取措施防止人员靠近。

6.9.1.4 注水(聚)泵的出口弯头应定期检测。

6.9.1.5 法兰、阀门等连接应牢固,发现渗漏应及时停泵处理。

6.9.1.6 应选用具有放空功能的接头连接压力表,并定期检查。

6.9.1.7 注入井井口、管柱装置齐全,符合压力等级、防腐等要求。

6.9.1.8 注入井口装置、管道、设备设施应根据注入介质与注入方式选择合适的防冻保温措施。

6.9.1.9 注气(汽)地面活动管线、井口装置应进行锚定。

6.9.1.10 储气库最大注入压力不应超过储气库储层、井、管道、相关设施的设计压力的最小值。

6.9.2 设计

6.9.2.1 注入设计应有风险评估、安全提示和风险防控措施。

6.9.2.2 应根据注入井的需求和注入介质的特点,编制施工设计。

6.9.2.3 应根据预测的地层破裂压力及井口许用注入压力,选择相应压力等级的井口装置和地面注入管网。

6.9.2.4 储罐应有监测与报警装置。

6.9.2.5 注入设备设施应具备系统性联锁保护功能。离心式注入泵应具备联锁停机功能,泵出口应设置单流阀;往复泵、螺杆泵应具备超压保护功能。

6.9.2.6 注入管线应安装单流阀,埋地注入管道不应从建(构)筑物基础下方穿过。

6.9.2.7 聚合物配制站、料库应根据物料的性质采取相应的防爆、除尘或防滑措施。

6.9.2.8 二氧化碳储存区域及注入泵房应设置固定式二氧化碳检测报警装置。

6.9.2.9 装卸二氧化碳的管线接口与软管连接处应设置放空阀,接口应采用快速接头。

6.9.2.10 二氧化碳增压设备出入口应设压力超限报警、停泵控制联锁、温度监测装置。

6.9.2.11 二氧化碳固定式储罐应设置压力、温度、液位显示及超限报警装置,并设有稳压设施。

6.9.3 生产作业

6.9.3.1 注气(汽)启运前应检查各部位紧固情况,检查确认供液、润滑、配电等配套系统情况达到运行

条件。注气(汽)过程应缓慢梯度升压,并检查各部位运行及渗漏情况;启运过程中密切观察设备运行参数变化,录取相关资料,按照配注要求做好设备工况调整,确保设备达到最佳运行状态。注气(汽)过程中注气(汽)量、注入压力、注入温度异常时,应立即停运并排除故障。

6.9.3.2 往复泵、螺杆泵不应带压启动,启动后检查运转是否正常,发现异常情况应立即停泵检查。

6.9.3.3 注气(汽)停运时打开流程放空阀,对流程进行放空,放空完毕后关闭放空阀,切断控制电源,并挂停运牌。

6.9.3.4 应定期巡回检查设备、设施,各种运行参数应符合规定要求。

6.9.3.5 更换维修管线、阀门、计量仪表等,应在采取断气(汽)、断水及卸压等安全措施后操作,不应带压和高温(低温)更换维修。

6.9.3.6 注入泵的维修保养应停机、断电、切断流程、卸压后操作。

6.9.3.7 注汽燃料用液化、压缩天然气应符合以下要求:

- a) 现场操作人员指挥槽车停放到指定位置并熄火,在槽车驱动轮安装止退器;
- b) 使用期间,现场操作人员至少每 2 h 巡检一次,现场操作人员应穿防静电服;
- c) 发生泄漏,应立即关闭车辆和装置的紧急切断阀;
- d) 遇到雷电以及卸车场点发生突发事件时,应停止卸车和气化作业。

6.9.3.8 进入有二氧化碳泄漏风险的场所应至少二人同行,应配备便携式二氧化碳气体检测仪,操作时应明确监护人,操作岗位应配备正压式空气呼吸器和防冻服。

6.9.3.9 根据注入介质性质,在注入井录取油压、套压和测试等作业时,应有相应的防止烫伤、冻伤、窒息和冻堵等风险防范措施。

6.10 原油集输

6.10.1 一般要求

6.10.1.1 站场应制定出入站安全检查制度,原油储存总容量等于或大于 30 000 m³ 的站场应设置门卫。

6.10.1.2 原油站场外来检查、参观人员应有专人引导、陪同;外来取样、送料等临时性工作应有专人监护。

6.10.1.3 原油、伴生气、采出水应定期进行物性分析;有新油田、新区块、新层位投产或新开发工艺应用时,应及时进行物性分析。

6.10.1.4 压力容器、常压储罐、集输管道及其仪表和附件应建立检验评估制度;呼吸阀、安全阀、阻火器、可燃气体和硫化氢泄漏报警仪等附件应定期检查、检验或检测;液位、压力、温度等监测仪表和联锁控制系统应定期校正。

6.10.1.5 进入易燃易爆生产区域前应触摸静电释放装置,相关作业应使用防爆器具;一次上罐人数不应超过 5 人;遇有雷雨或 5 级以上大风时,不应上罐;浮顶储罐在浮盘升起前,浮盘上不应上人。

6.10.1.6 储罐区防火堤应无缺口孔洞、贯穿裂缝、塌陷、破损,管道穿过防火堤处应用非燃烧材料封实;设置集水设施的,应采取安全可靠的截油排水措施,排水阀门保持常闭状态。

6.10.1.7 集输管道应设置标识;集输厂站内部的地面管道应注明输送介质和流向,埋地管道以及埋地的电缆、线缆应有标识。

6.10.1.8 无人值守的集输站(库)应定期人工巡检。

6.10.2 设计

6.10.2.1 集输工程设计应符合 GB 50350 的要求,防火设计应符合 GB 50183 的要求,防雷装置设计应符合 GB 50057 的要求。

6.10.2.2 设备、管道的材质和选型,应根据处理或输送介质的性质、工况条件和区域环境,综合考虑安全、技术、经济等因素论证确定。

6.10.2.3 无人值守的集输站(库),应具备数据传输、自动联锁、异常报警、电子巡检、视频巡查等远程控制功能。

6.10.3 生产作业

6.10.3.1 投产前应编制投产方案,明确安全要求,并按程序审批。

6.10.3.2 生产运行参数应以设计参数为基础,根据现场实际,经技术论证后确定,运行过程中实时监测和控制,保持相对平稳。

6.10.3.3 流程操作应先开后关,操作具有高低压衔接的流程时,应先导通低压,后导通高压;反之先切断高压,后切断低压。

6.10.3.4 储罐最低储油温度应高于原油凝固点 3°C ,最高储油温度应低于原油初馏点 5°C ;冬季运行时,储罐的收发油管线、排水(污)管线等应采取防冻、防凝措施;储罐应在安全液位内运行,浮顶油罐浮盘支撑不应落底。

6.10.3.5 储罐进油时,固定顶罐在进油管浸没前,控制进油初速在 1 m/s 以下,待进油管线浸没后流速控制在 4.5 m/s 以下;浮顶储罐在浮顶起浮前,控制进油初速在 1 m/s 以下,待浮顶起浮后流速控制在 4.5 m/s 以下。

6.10.3.6 储罐加温时,应有防止干烧、超温、憋压和突沸的安全措施。

6.10.3.7 应定期检查加热设备的自动点火系统、熄火保护系统和防垢、防结焦措施。

6.10.3.8 应定期检查电脱水器的围栅、连锁自动断电装置等安全保护设施。

6.10.3.9 新安装或检修投运原油稳定装置相关工艺流程前,应对系统进行氮气置换,防止空气进入。

6.10.3.10 排泥作业、收油作业前应进行风险识别,落实风险防控措施、掌握应急处置措施。

6.10.3.11 原油集输管道应定期巡线,发现管道变形、泄漏以及其他危害管道安全运行的情况和隐患时,应及时处置。

6.10.3.12 管道停输前应落实防凝管措施。

6.11 天然气集输

6.11.1 一般要求

6.11.1.1 站场应制定出入站安全检查制度,液化轻烃、天然气凝液储存总量大于 50 t 的天然气集输站场应设门卫。

6.11.1.2 天然气集输管道及管道组成件的材质选择应符合 GB 50349—2015 中 7.5、7.6 的要求。

6.11.1.3 需设置安全监测报警系统的天然气集输管道应根据不同的管道环境条件选择相应的技术。

6.11.1.4 天然气集输管道设置标识桩、转角桩、标识带及警示牌。

6.11.1.5 应定期对天然气集输管道及其附属设施进行安全检查。

6.11.1.6 天然气凝液罐区、天然气凝液回收装置、凝析油回收装置的工艺设备区和天然气凝液厂房、可燃气体压缩机厂房、装卸区等应设可燃气体检测报警装置。

6.11.2 设计

6.11.2.1 天然气集输工程设计应符合 GB 50349 的要求,防火设计应符合 GB 50183 的要求,防雷装置设计应符合 GB 50057 的要求。

6.11.2.2 集输管道、集气站、天然气处理站场平面布置、生产设施应符合 GB 50183 的要求。

6.11.2.3 天然气集输管道、集气站及天然气处理站场进出站干线上应设截断阀。

6.11.2.4 含硫化氢天然气集输管道、集气站及天然气处理站应设置系统安全报警、系统安全截断和系统安全泄放装置；含硫化氢等于或大于 $75\ 000\ \text{mg}/\text{m}^3$ ($50\ 000 \times 10^{-6}$) 的集气站应设置硫化氢泄漏监测、视频监控、火灾报警、应急广播等系统。

6.11.2.5 与反应炉等高温燃烧设备连接的非工艺用燃料气管道，应在进炉前设两个截断阀，两阀间应设检查阀。

6.11.2.6 进出装置的可燃气体、可燃液体的管道，在装置边界处应设截断阀和 8 字盲板或其他截断设施。

6.11.2.7 采用溶剂脱硫、脱水、尾气处理的装置，应设溶液回收管线和回收罐。

6.11.2.8 对于可能产生凝液并导致冰堵的管道应采取防堵措施，收集易冻结液体的容器应设置保温或伴热措施。

6.11.3 生产作业

6.11.3.1 定期巡回检查设备、设施，各种运行参数应符合规定要求，重点控制以下方面：

- a) 天然气压缩机级间分离器液位应控制在正常范围之内；
- b) 天然气压缩机、膨胀机不应带液运转；
- c) 应控制天然气空冷器出口温度，避免生成水合物和冰而阻塞管程；
- d) 应保证环境温度高于仪表风的露点 $5\ ^\circ\text{C} \sim 10\ ^\circ\text{C}$ ；
- e) 当天然气中硫、二氧化碳及汞等杂质超标时，应按工艺要求进行脱除。

6.11.3.2 集输管道解堵应制定切实可行的安全保障措施。

6.11.3.3 集输管道清管器运行时应进行监测与跟踪，清管放空与排污应符合安全要求。

6.11.3.4 可燃气体放空应符合 GB 50183 的要求。

6.11.3.5 含硫化氢天然气集气站紧急停车系统在阀门关闭后，再次启动前应现场人工复位。

6.11.3.6 天然气凝液储罐操作应符合操作规程的要求，其充装量、压力和温度应符合设计要求。

6.12 弃置

6.12.1 一般要求

6.12.1.1 弃置前应开展周边环境状况调查和风险评估，并制定相应的防控措施。

6.12.1.2 集输管道、站场、油气水井等设施的弃置设计(方案)中应有安全要求。

6.12.1.3 按照资料收集、现场调研、方案编制及审查、工程实施、施工验收及存档等流程进行弃置。

6.12.2 设计

6.12.2.1 地面设施的弃置应满足以下要求：

- a) 地面设施应根据风险评估采取原地弃置、异地弃置或改作他用等弃置方式；
- b) 根据地面设施的规格、材质、介质、建设方式、所处环境、现状等编制弃置方案；
- c) 采取原地弃置时，管道内壁清洗达到安全要求，有承载力要求的管段应进行注浆。

6.12.2.2 油气水井的弃置应满足以下要求：

- a) 不同压力体系地层应分别封堵，防止地层内的流体进入井内或溢出地面；
- b) 高风险井的废弃应封堵产层。

6.12.3 施工作业

6.12.3.1 地面设施弃置作业前，应对容器、管道等设施进行排空、吹扫、清洗或置换，达到安全施工条件，按 6.6 要求施工、验收。

6.12.3.2 油气水井的弃置作业应按油气水井水泥浆封固永久报废工艺技术要求施工,保证封固质量和安全。

7 检查与记录

7.1 建立健全安全检查考核管理制度,明确安全检查职责、程序、频次和相关要求,安全检查结果纳入安全管理绩效考核。

7.2 建立和保存陆上石油天然气开采活动的相关安全记录,记录不限于做标记、拍照、录音、录像、纸质或电子文件、扫码上传等,支持查询和检索,便于自身管理使用和安全业务主管部门的查阅。

7.3 记录应避免损坏、变质或遗失,并规定保存期限。



参 考 文 献

- [1] GB/T 8423.6—2020 石油天然气工业术语 第6部分：安全环保节能
-