

石油天然气安全规程

AQ2012-2007

目次

前言

1 范围

2 规范性引用文件

3 术语和定义

4 一般规定

4.1 一般管理要求

4.2 职业健康和劳动保护

4.3 风险管理

4.4 安全作业许可

4.5 硫化氢防护

4.6 应急管理

5 陆上石油天然气开采

5.1 石油物探

5.2 钻井

5.3 录井

5.4 测井

5.5 试油(气)和井下作业

5.6 采油、采气

5.7 油气处理

5.8 注水、注汽(气)与注聚合物及其他助剂

6 海洋石油天然气开采

6.1 一般要求

6.2 石油物探

6.3 钻井

6.4 录井

6.5 测井与测试

6.6 海洋油气田工程

6.7 海洋油气田生产

6.8 油气装卸作业

6.9 船舶安全

6.10 海底管道

6.11 浅(滩)海石油天然气开采

6.12 滩海陆岸石油天然气开采

7 油气管道储运

7.1 管道干线

7.2 输油气站场

7.3 防腐绝缘与阴极保护

7.4 管道监控与通信

7.5 管道试运投产

7.6 管道清管与检测

7.7 管道维抢修

前言

本标准的全部技术内容均为强制性。

本标准由国家安全生产监督管理总局提出并归口。

本标准主要起草单位：中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司、中国海洋石油总公司，英国劳氏船级社。

本标准主要起草人：李俊荣、杜民、黄刚、左柯庆、闫啸、刘景凯、卢世红、吴庆善、李六有、王智晓、于洪金、徐刚、宋立松、贺荣芳。

1 范围

本标准规定了石油天然气勘探、开发生产和油气管道储运的安全要求。

本标准适用于石油天然气勘探、开发生产和油气管道储运；不适用于城市燃气、成品油、液化天然气(LNG)、液化石油气(LPG)和压缩天然气(CNG)的储运。

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。

中华人民共和国安全生产法中华人民共和国主席令 70 号(2002 年 6 月 29 日实施)

生产经营单位安全培训规定国家安全生产监督管理总局令第 3 号(2006 年 3 月 1 日实施)

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1 安全作业许可 permittowork

为保证作业安全，在危险作业或非常规作业时，对作业场所和活动进行预先危险分析、确定风险控制措施和责任确认的工作程序。

3.2 受限空间 confinedspaces

是指具有已知或潜在危险和有限的出入口结构的封闭空间。

3.3 欠平衡钻井 underbalanceddrilling

是指钻井流体的循环压力(在同深度的循环压力)低于地层压力，并将流入井内的地层流体循环到地面进行有效控制的情况下所进行的钻井。

3.4 工业动火 hotwork

在油气、易燃易爆危险区域内和油(气)容器、管线、设备或盛装过易燃易爆物品的容器上，进行焊、割、加热、加温、打磨等能直接或间接产生明火的施工作业。

3.5 阈限值 thresholdlimitvalue(TLV)

几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的某种有毒物质在空气中的最大浓度。如硫化氢的阈限值为 15mg/m³(10ppm)，二氧化硫的阈限值为 5.4mg/m³(2ppm)。

3.6 安全临界浓度 safetycriticalconcentration

工作人员在露天安全工作 8h 可接受的某种有毒物质在空气中的最高浓度。如硫化氢的安全临界浓度为 30mg/m³(20ppm)。

3.7 危险临界浓度 dangerousthresholdlimitvalue

有毒物质在空气中达到此浓度时，对生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响，如硫化氢的危险临界浓度为 150mg/m³(100ppm)。

3.8 含硫化氢天然气 sulfidegas

指天然气的总压等于或高于 0.4MPa，而且该气体中硫化氢分压等于或高于 0.0003MPa。

3.9 石油天然气站场 petroleumandgasstation

具有石油天然气收集、净化处理、储运功能的站、库、厂、场、油气井的统称。简称油气站场或站场。

3.10 最大许用操作压力 maximumallowableoperatingpressure(MAOP)

容器、管道内的油品、天然气处于稳态(非瞬态)时的最大允许操作压力。

4 一般规定

4.1 一般管理要求

4.1.1 贯彻落实《中华人民共和国安全生产法》，坚持“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，

4.1.2 企业应依法达到安全生产条件，取得安全生产许可证；建立、健全、落实安全生产责任制，建立、健全安全生产管理机

构，设置专、兼职安全生产管理人员。

4.1.3 按相应的规定要求进行安全生产检查，对发现的问题和隐患采取纠正措施，并限期整改。

4.1.4 进行全员安全生产教育和培训，普及安全生产法规和安全生产知识。进行专业技术、技能培训和应急培训；特种作业人员、高危岗位、重要设备和设施的作业人员，应经过安全生产教育和技能培训，应符合《生产经营单位安全培训规定》。

4.1.5 编制安全生产发展规划和年度安全生产计划，按规定提取、使用满足安全生产需求的安全专项费用，改善安全生产条件。

4.1.6 新建、改建、扩建工程建设项目安全设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投产和使用。

4.1.7 工程建设项目工程设计、施工和工程监理应由具有相应资质的单位承担；承担石油天然气工程建设项目安全评价、认证、检测、检验的机构应当具备国家规定的资质条件，并对其做出的安全评价、认证、检测、检验的结果负责；建设单位应对其安全生产进行监督管理。

4.1.8 建立设备、物资采购的市场准入和验收制度，设备采购、工程监理和设备监造应符合国家建设工程监理规范的有关要求，保证本质安全。

4.1.9 发生事故后，应立即采取有效措施组织救援，防止事故扩大，避免人员伤亡和减少财产损失，按规定及时报告，并按程序进行调查和处理。

4.2 职业健康和劳动保护

4.2.1 企业应制定保护员工健康的制度和措施，对员工进行职业健康与劳动保护的培训教育。

4.2.2 应按要求对有害作业场所进行划分和监测；对接触职业病危害因素的员工应进行定期体检，建立职业健康监护档案。

4.2.3 不应安排年龄和健康条件不适合特定岗位能力要求的人员从事特定岗位工作。

4.2.4 应建立员工个人防护用品、防护用具的管理和使用制度。根据作业现场职业危害情况为员工配发个人防护用品以及提供防护用具，员工应按规定正确穿戴及使用个人防护用品和防护用具。

4.3 风险管理

4.3.1 鼓励建立、实施、保持和持续改进与生产经营单位相适应的安全生产管理体系。应对作业活动和设施运行实施风险管理，并对承包商的活动、产品和服务所带来的风险和影响进行管理。

4.3.2 风险管理应满足以下要求：

——全员参与风险管理；

——对生产作业活动全过程进行危险因素辨识，对识别出来的危险因素依据法律法规和标准进行评估，划分风险等级；

——按照风险等级采取相应的风险控制措施，风险控制的原则应符合“合理实际并尽可能低”；

——危险因素及风险控制措施应告知参与作业相关方及作业所有人员；

——风险管理活动的过程应形成文件。

4.3.3 风险管理过程应包括危险因素辨识、风险评估、制定风险控制措施，其基本步骤包括：

——划分作业活动；

——辨识与作业活动有关的所有危险因素；

- 评价风险；
- 依据准则，确定出不可容许的风险；
- 制定和实施风险控制措施，将风险降至可容许程度；
- 评审。

4.3.4 设定风险管理目标和指标，制定风险管理的方案、计划或控制措施。

4.3.5 对关键作业活动，建立风险控制程序或制度。

4.3.6 石油天然气生产作业中的关键设施的设计、建造、采购、运行、维护和检查应按规定程序和制度执行，并充分考虑设施完整性的要求。

4.4 安全作业许可

4.4.1 易燃易爆、有毒有害作业等危险性较高的作业应建立安全作业许可制度，实施分级控制，明确安全作业许可的申请、批准、实施、变更及保存程序。

4.4.2 安全作业许可主要内容如下：

- 作业时间段、作业地点和环境、作业内容；
- 作业风险分析；
- 确定安全措施、监护人和监护措施、应急措施；
- 确认作业人员资格；
- 作业负责人、监督人以及批准者、签发者签名；
- 安全作业许可关闭、确认；
- 其他。

4.4.3 安全作业许可只限所批准的时间段和地点有效，未经批准或超过批准期限不应进行作业，安全作业许可主要内容发生变化时应按程序变更。

4.4.4 安全作业许可相关证明，也应得到批准，并在作业期限内有效。

4.5 硫化氢防护

4.5.1 在含硫化氢的油气田进行施工作业和油气生产前，所有生产作业人员包括现场监督人员应接受硫化氢防护的培训，培训应包括课堂培训和现场培训，由有资质的培训机构进行，培训时间应达到相应要求。应对临时人员和其他非定期派遣人员进行硫化氢防护知识的教育。

4.5.2 含硫化氢生产作业现场应安装硫化氢监测系统，进行硫化氢监测，符合以下要求：

- 含硫化氢作业环境应配备固定式和携带式硫化氢监测仪；
- 重点监测区应设置醒目的标志、硫化氢监测探头、报警器；
- 硫化氢监测仪报警值设定：阈限值为 1 级报警值；安全临界浓度为 2 级报警值；危险临界浓度为 3 级报警值；
- 硫化氢监测仪应定期校验，并进行检定。

4.5.3 含硫化氢环境中生产作业时应配备防护装备，符合以下要求：

——在钻井过程，试油(气)、修井及井下作业过程，以及集输站、水处理站、天然气净化厂等含硫化氢作业环境应配备正压式空气呼吸器及与其匹配的空气压缩机；

——配备的硫化氢防护装置应落实人员管理，并处于备用状态；

——进行检修和抢险作业时，应携带硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

4.5.4 含硫化氢环境中生产作业时，场地及设备的布置应考虑季节风向。在有可能形成硫化氢和二氧化硫聚集处应有良好的通风、明显清晰的硫化氢警示标志，使用防爆通风设备，并设置风向标、逃生通道及安全区。

4.5.5 在含硫化氢环境中钻井、井下作业和油气生产及气体处理作业使用的材料及设备，应与硫化氢条件相适应。

4.5.6 含硫化氢环境中生产作业时应制定防硫化氢应急预案，钻井、井下作业防硫化氢预案中，应确定油气井点火程序和决策人。

4.5.7 含硫化氢油气井钻井，应符合以下安全要求：

——地质及工程设计应考虑硫化氢防护的特殊要求；

——在含硫化氢地区的预探井、探井在打开油气层前，应进行安全评估；

——采取防喷措施，防喷器组及其管线闸门和附件应能满足预期的井口压力；

——应采取控制硫化氢着火源的措施，井场严禁烟火；

——应使用适合于含硫化氢地层的钻井液，监测和控制钻井液 pH 值；

——在含硫化氢地层取心和进行测试作业时，应落实有效的防硫化氢措施。

4.5.8 含硫化氢油气井井下作业，应符合以下安全要求：

——采取防喷措施；

——应采取控制硫化氢着火源的措施，井场严禁烟火；

——当发生修井液气侵，硫化氢气体逸出，应通过分离系统分离或采取其他处理措施；

——进入用于装或已装有储存液的密闭空间或限制通风区域，可能产生硫化氢气体时，应采取人身安全防护措施；

——对绳索作业、射孔作业、泵注等特殊作业应落实硫化氢防护的措施。

4.5.9 含硫化氢油气井废弃时，应考虑废弃方法和封井的条件，使用水泥封隔已知或可能产生达到硫化氢危险浓度的地层。埋地管线、地面流程管道废弃时应经过吹扫净化、封堵塞或加盖帽，容器要用清水冲洗、吹扫并排干，敞开在大气中并采取防止硫化铁燃烧的措施。

4.6 应急管理

4.6.1 应系统地识别和确定潜在突发事件，并充分考虑作业内容、环境条件、设施类型、应急救援资源等因素，编制应急预案。

4.6.2 应急预案的编制应符合国家现行标准关于生产安全事故应急预案编制的要求；在制定应急预案时，应征求相关方的意见，并对应急响应和处置提出要求；当涉及多个单位联合作业时，应急预案应协调一致，做到资源共享、应急联动；应急预案应按规定上报。

4.6.3 建立应急组织，配备专职或兼职应急人员或与专业应急组织签定应急救援协议，配备相应的应急救援设施和物资等资源。

4.6.4 当发生事故或出现可能引发事故的险情时，应按应急预案的规定实施应急处置和响应，防止事态扩大，控制衍生的事故，避免人员伤亡和减少财产损失。

4.6.5 当发生应急预案中未涉及的事件时，现场人员应及时向在场主要负责人报告，主要负责人应确定并采取相应的措施，并及时上报。

4.6.6 进行应急培训，员工应熟悉相应岗位应急要求和措施；定期组织应急演练，并根据实际情况对应急预案进行修订。

5 陆上石油天然气开采

5.1 石油物探

5.1.1 施工设计原则及依据

5.1.1.1 编写施工设计前，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，进行危险源辨识和风险评估，编制踏勘报告。

5.1.1.2 根据任务书、踏勘报告，编写施工设计，并应对安全风险评估及工区内易发事故的点源提出相应的安全预防措施，施工单位编制应急预案。

5.1.1.3 施工设计应按程序审批，如需变更时，应按变更程序审批。

5.1.2 地震队营地设置与管理

5.1.2.1 营地设置原则，应符合下列要求：

- 营区内外整洁、美观、卫生，规划布局合理；
- 地势开阔、平坦，考虑洪水、泥石流、滑坡、雷击等自然灾害的影响；
- 交通便利，易于车辆进出；
- 远离噪声、剧毒品、易燃易爆场所和当地疫源地；
- 考虑临时民爆器材库、临时加油点、发配电站设置的安全与便利；
- 尽量减少营地面积；
- 各种场所配置合格、足够的消防器材；
- 远离野生动物栖息、活动区。

5.1.2.2 营地布设，应符合下列要求：

- 营房车、帐篷摆放整齐、合理，间距不小于 3m，营房车拖钩向外；
- 营地应合理设置垃圾收集箱(桶)，营地外设垃圾处理站(坑)；
- 发配电站设在距离居住区 50m 以外；
- 设置专门的临时停车场，并设置安全标志；
- 临时加油点设在距离居住地 100m 以外；
- 营区设置标志旗(灯)，设有“紧急集合点”，设置应急报警装置。

5.1.2.3 营地安全

5.1.2.3.1 用电安全，应符合下列要求：

- 应配备持证电工负责营地电气线路、电气设备的安装、接地、检查和故障维修；
- 电气线路应有过载、短路、漏电保护装置；
- 各种开关、插头及配电装置应符合绝缘要求，无破损、裸露和老化等隐患；
- 所有营房车及用电设备应有接地装置，且接地电阻应小于 4Ω；
- 不应在营房、帐篷内私接各种临时用电线路。

5.1.2.3.2 发配电安全，应符合下列要求：

- 发电机组应设置防雨、防晒棚，机组间距大于 2m，交流电机和励磁机组应加罩或有外壳；
- 保持清洁，有防尘、散热、保温措施，有防火、防触电等安全标志；
- 接线盒要密封，绝缘良好，不应超负荷运行；
- 供油罐与发电机的安全距离不小于 5m，阀门无渗漏，罐口封闭上锁；

- 发电机组应装两根接地线，且接地电阻小于 4Ω ；
- 机组滑架下应安装废油、废水收集装置，机组与支架固定部位应防振、固牢；
- 排气管有消音装置。

5.1.2.3.3 临时加油点安全，应符合下列要求：

- 临时加油点四周应架设围栏，并设隔离沟、安全标志和避雷装置；
- 临时加油点附近无杂草、无易燃易爆物品、无杂物堆放，应配备灭火器，防火抄等；
- 加油区内严禁烟火，不应存放车辆设备，不应在高压线 30m 内设置临时加油点；
- 储油罐无渗漏、无油污，接地电阻小于 10Ω ，罐盖要随时上锁，并有专人管理；
- 油泵、抽油机、输油管等工具摆放整齐，有防尘措施。

5.1.2.3.4 营地卫生，应符合下列要求：

- 定期对营区清扫、洒水，清除垃圾；
- 做好消毒及灭鼠、灭蚊蝇工作；
- 营区应设有公共厕所，并保持卫生；
- 员工宿舍室内通风、采光良好，照明、温度适宜，有存衣、存物设施。

5.1.3 地震队现场施工作业

5.1.3.1 安全通则：

- 生产组织人员不应违章指挥；员工应自觉遵守劳动纪律，穿戴劳动防护用品，服从现场监督人员的检查；
- 检查维护好安全防护装置、设施；发现违章行为和隐患应及时制止、整改；
- 特种作业人员应持证上岗操作；
- 穿越危险地段要实地察看，并采取监护措施方可通过；
- 炎热季节施工，做好防暑降温措施；严寒地区施工，应有防冻措施；雷雨、暴风雨、沙暴等恶劣天气不应施工作业；
- 在苇塘、草原、山林等禁火地区施工，禁止携带火种，严禁烟火，车辆应装阻火器。

5.1.3.2 测量作业应符合下列要求：

- 应绘制所有测线的测线草图，标明测线经过区域地下和地面的重要设施，如高压线、铁路、桥梁、涵洞、地下电缆等社会和民用设施；
- 在高压供电线路、桥梁、堤坝、涵洞、建筑设施区域内设置炮点应符合安全距离的要求；
- 测量人员通过断崖、陡坡和岩石松软危险地带或有障碍物时应有安全措施。

5.1.3.3 钻井作业应依据钻机类型制定相应操作规程，并认真执行。钻井过程中还应执行以下要求：

- 炮点周围无障碍物，25m 内无高压电线，8m 内无闲杂人员。炮点与附近的重要设施安全距离不足时，不应施工，并及时报告；

——钻机转动、传动部位的防护罩应齐全、牢靠。运转过程中，不应对应运转着的零部件扶摸擦洗、润滑、维修或跨越。不应用手调整钻头和钻杆，钻杆卸扣时应停机后用专用工具或管钳卸扣；

——车载钻机移动应放倒井架，用锁板锁死，收回液压支脚。行驶过程中，钻机平台不应乘人，不应装载货物，应注意确认道路限制高度标志。过沟渠、陡坡或上公路时，应有人员指挥；

——山地钻机搬运应按分体拆散规定进行，搬迁应有专人指挥带路，协作配合，遇危险路段应有保护措施。山体较陡时，应采取上拉方法搬运，人员不应在钻机下部推、托；

- 雷雨、暴风雨和沙暴等恶劣天气停止一切钻井作业，并放下井架。

5.1.3.4 可控震源作业应依据可控震源的类型制定相应操作规程，作业过程中还应执行以下规定：

- 可控震源操作手应取得机动车驾驶证和单位上岗证书，并掌握一般的维修保养技能方可独立操作；
- 震源车行驶速度要慢、平稳，各车之间距离至少 5m 以上，不应相互超车。危险地段要绕行，不应强行通过；
- 服从工程技术人员指挥；
- 震源升压时，10m 内任何人不应靠近；
- 震源工作时，操作人员不应离开操作室或做与操作无关的事。震源车行驶时，任何人不应在震源平台或其他部位搭乘。

5.1.3.5 采集作业应符合下列要求：

- 工程技术人员下达任务时，应向各班组提供一份标注危险地段和炮点附近重要设施的施工图；
- 检波器电缆线穿越危险障碍时(河流、水渠、陡坡等)，应采取保护措施通过。穿越公路或在公路旁施工时，应设立警示标志；

——做好放炮警戒的监视工作，发现异常情况应立即报告爆炸员或仪器操作员，停止放炮；

——放线工间歇时，不应离岗，注意测线过往车辆；

——在行驶中的车辆大箱内不应进行收、放线作业；

——仪器车行驶应平稳，控制车速，不应冒险通过危险地段。

5.1.3.6 特殊地区、特种作业和车辆行驶安全要求，应符合国家现行标准关于石油物探地震队健康、安全与环境管理的规定。

5.1.4 民用爆破器材管理

5.1.4.1 涉爆人员应经过单位安全部门审查，接受民用爆破器材安全管理知识、专业技能的培训，经考核合格取得公安机关核发的相关证件，持有效证件上岗。

5.1.4.2 民用爆破器材的长途运输单位，应持政府主管部门核发相应证件；运输设备设施达到安全要求后按有关部门指定的路线和时间及安全要求运输。中途停宿时，须经当地公安机关许可，按指定的地点停放并有专人看守；到达规定地点后，按民用爆破器材装卸搬运安全要求和程序装卸搬运。

5.1.4.3 临时炸药库应符合以下要求：

——与营区、居民区的距离应符合国家现行标准关于地震勘探民用爆破器材安全管理的要求，并设立警戒区，周围加设禁行围栏和安全标志，配备足够的灭火器材；

——库区内干净、整洁无杂草、无易燃物品、无杂物堆放，炸药、雷管分库存放且符合规定的安全距离；

——爆破器材摆放整齐合理、数目清楚，不超量、超高存放，雷管应放在专门的防爆保险箱内，脚线应保持短路状态，有严格的安全制度、交接班制度和 24h 值班制度：

——严格执行爆破器材进出账目登记、验收和检查制度，做到账物相符；

——严禁宿舍与库房混用或将爆破器材存放在宿舍内。

5.1.4.4 取得有效的《民用爆破器材使用许可证》，方准施工，应按规定程序和安全要求进行雷管测试、炸药包制作、下井、激发及善后处理等工作，并符合国家现行标准关于地震勘探民用爆破器材安全管理的要求。

5.2 钻井

5.2.1 设计原则和依据

5.2.1.1 钻井设计应由认可的设计单位承担并按程序审批，如需变更应按程序审批。

5.2.1.2 地质设计应根据地质资料进行风险评估并编制安全提示。

5.2.1.3 钻井工程设计应依据钻井地质设计和邻井钻井有关资料制定，并应对地质设计中的风险评估、安全提示及所采用的工艺技术制定相应的安全措施。

5.2.2 钻井地质设计

5.2.2.1 应提供区域地质资料、本井地层压力、漏失压力、破裂压力、坍塌压力，地层应力、地层流体性质等的预测及岩性剖面资料。

5.2.2.2 应提供邻井的油、气、水显示和复杂情况资料，并特别注明含硫化氢、二氧化碳地层深度和预计含量，已钻井的电测解释成果、地层测试及试油、气资料。探井应提供相应的预测资料(含硫化氢和二氧化碳预测资料)。

5.2.2.3 应对高压天然气井、新区预探井及含硫化氢气井拟定井位周围 5000m、探井周围 3000m、生产井周围 2000m 范围内的居民住宅、学校、公路、铁路和厂矿等进行勘测，在设计书中标明其位置，并调查 500m 以内的人口分布及其他情况。

5.2.2.4 应根据产层压力和预期产量，提出各层套管的合理尺寸和安全的完井方式。

5.2.2.5 含硫化氢地层、严重坍塌地层、塑性泥岩层、严重漏失层、盐膏层和暂不能建立压力曲线围的裂缝性地层、受老区注水井影响的调整井均应根据实际情况确定各层套管的必封点深度。

5.2.3 钻井工程设计

5.2.3.1 5.2.3.2 随钻地层压力预测与监测

应利用地震、地质、钻井、录井和测井等资料进行预测地层压力和随钻监测；并根据岩性特点选用不同的随钻监测地层压力方法。

5.2.3.3 5.2.3.4 120℃以上，地层压力为 45MPa 以上的高温高压含硫化氢天然气井应使用双四通。高压天然气井的放喷管线应不少于两条，夹角不小于 120°，出口距井口应大于 75m；含硫化氢天然气井放喷管线出口应接至距井口 100m 以外的安全地带，放喷管线应固定牢靠，排放口处应安装自动点火装置。对高压含硫化氢天然气井井口装置应进行等压气密检验，合格后方可使用；

——放喷管线应使用专用标准管线，高产高压天然气井采用标准法兰连接，不应使用软管线，且不应现场焊接；

——井控状态下应至少保证两种有效点火方式。应有专人维护、管理点火装置和实施点火操作；

——寒冷季节应对井控装备、防喷管线、节流管汇及压力表采取防冻保温加热措施。放喷时放喷管及节流管汇应进行保温。

5.2.3.5 固井设计

5.2.3.5.1 套管柱应符合下列规定：

- 油气井套管柱设计应进行强度、密封和耐腐蚀设计；
- 套管柱强度设计安全系数：抗挤为 1.0~1.125，抗内压为 1.05~1.25。抗拉为 1.8 以上，含硫天然气井应取高限；
- 高温高压天然气井应使用气密封特殊螺纹套管；普通天然气井亦可根据实际情况使用气密封螺纹套管；

5.2.3.5.2 注水泥浆应符合下列规定：

- 各层套管都应进行流变学注水泥浆设计，高温高压井水泥浆柱压力应至少高于钻井液柱压力 1MPa~2MPa；
- 固井施工前应对水泥浆性能进行室内试验，合格后方可使用；
- 有特殊要求的天然气井各层套管水泥浆应返至地面，未返至地面时应采取补救措施；
- 针对低压漏失层、深井高温高压气层或长封固段固井应采取尾管悬挂、悬挂回接、双级注水泥、管外封隔器以及多凝水泥浆和井口憋回压等措施，确保固井质量；
- 对于长封段的天然气井，应采用套管回接方式，如采用分级固井，分级箍应使用连续打开式产品，固井设计和施工中一级水泥返高应超过分级箍位置；
- 对有高压油气层或需要高压压裂等增产措施井，应回接油层套管至井口，固井水泥返至地面，然后进行下步作业；
- 坚持压力平衡原则。固井前气层应压稳，上窜速度不超过 10m/h(特殊井和油气层保护的需要油气上窜速度控制在 10m/h~30m/h)；
- 套管扶正器安放位置合理，保证套管居中，采用有效措施，提高水泥浆顶替效率；
- 优化水泥浆体系，对天然气井优选防气窜水泥添加剂，防止气窜；
- 对漏失井，应在下套管前认真堵漏，直至合格。

5.2.4 钻井设备安装应符合下列要求：

- 所有设备应按规定的位置摆放，并按程序安装；
- 设备部件、附件、安全装置设施应齐全、完好，且固定牢靠；
- 设备运转部位转动灵活，各种阀门灵活可靠，油气水路畅通，不渗不漏；
- 所有紧固件、连接件应牢固可靠，紧固件螺纹外露部分应有防锈措施；
- 绞车游动系统能迅速有效地进行制动与解除，防撞天车及保险阀灵活可靠，离合器能快速离合；
- 进行高压试运转时，所有管线不刺不漏，油气水路畅通；
- 设备安装完后，整机试运转符合要求；
- 电气设备、线路的安装规范、合理。

5.2.5 钻井井口装置应符合下列规定：

- 防喷器、套管头、四通的配置安装、校正和固定应符合国家现行标准关于钻井井控装置组合配套、安装调试与维护的规定；
- 防喷器四通两翼应各装两个闸阀，紧靠四通的闸阀应处于常开状态；
- 具有手动锁紧机构的闸板防喷器应装齐手动操作杆，靠手轮端应支撑牢固，其中心与锁紧轴之间的夹角不大于 30°。挂牌标明开、关方向和到底的圈数；
- 防喷器远程控制台安装要求：
 - 应安装在面对井架大门左侧、距井口不少于 25m 的专用活动房内，距放喷管线或压井管线应有 1m 以上距离，并在周围留有宽度不少于 2m 的人行通道、周围 10m 内不应堆放易燃、易爆、易腐蚀物品；
 - 管排架与防喷管线及放喷管线的距离应不少于 1m 井控管汇应符合下列要求：
 - 钻井液回收管线、防喷管线和放喷管线应使用经探伤合格的管材。防喷管线应采用螺纹与标准法兰连接，不允许现场焊接；
 - 钻井液回收管线出口应接至钻井液罐并固定牢靠，转弯处应使用角度大于 120°的铸(锻)钢弯头，其通径不小于 78mm 放喷管线安装要求：
 - 放喷管线至少应有两条，其通径不小于 78mm；
 - 放喷管线不允许在现场焊接；
 - 布局要考虑当地季节风向、居民区、道路、油罐区、电力线及各种设施等情况；
 - 两条管线走向一致时，应保持大于 0.3m 的距离，并分别固定；
 - 管线尽量平直引出，如因地形限制需要转弯，转弯处应使用角度大于 120°的铸(锻)钢弯头；
 - 管线出口应接至距井口 75m 以上的安全地带，距各种设施不小于 50m；
 - 管线每隔 10m~15m、转弯处、出口处用水泥基墩加地脚螺栓或地锚、预制基墩固定牢靠，悬空处要支撑牢固；若跨越 10m

宽以上的河沟、水塘等障碍，应架设金属过桥支撑；

——水泥基墩的预埋地脚螺栓直径不小于 20mm，长度大于 0.5m 钻具内防喷工具应符合下列要求：

——钻具内防喷工具的额定工作压力应不小于井口防喷器额定工作压力；

——应使用方钻杆旋塞阀，并定期活动；钻台上配备与钻具尺寸相符的钻具止回阀或旋塞阀；

——钻台上准备一根防喷钻杆单根(带与钻铤连接螺纹相符合的配合接头和钻具止回阀)；

——应配备钻井液循环池液面监测与报警装置；

——按设计要求配齐钻井液净化装置，探井、气井及气比油高的油井还应配备钻井液气体分离器和除气器，并将液气分离器排气管线(按设计通径)接出井口 50m 井控装置的使用应符合下列要求：

——环形防喷器不应长时间关井，非特殊情况不允许用来封闭空井；

——在套压不超过 7MPa 情况下，用环形防喷器进行不压井起下钻作业时，应使用 18°斜坡接头的钻具，起下钻速度不应大于 0.2m/s；

——具有手动锁紧机构的闸板防喷器关井后，应手动锁紧闸板。打开闸板前，应先手动解锁，锁紧和解锁都应先到底，然后回转 1/4 圈~1/2 圈；

——环形防喷器或闸板防喷器关闭后，在关井套压不超过 14MPa 情况下，允许以不大于 0.2m 井控装置的管理应符合下列要求：

——企业应有专门机构负责井控装置的管理、维修和定期现场检查工作，并规定其职责范围和管理制度；

——在用井控装置的管理、操作应落实专人负责，并明确岗位责任；

——应设置专用配件库房和橡胶件空调库房，库房温度应满足配件及橡胶件储藏要求；

——企业应制定欠平衡钻井特殊井控作业设备的管理、使用和维修制度。

5.2.6 在进入油气层前 50m~100m 钻井队应通过全面自检，确认准备工作就绪后，由上级主管部门组织，按标准检查验收合格并批准后，方可钻开油气层。

5.2.7 欠平衡钻井应符合国家现行标准关于欠平衡钻井的安全技术要求。

5.2.8 气井应进行井口套管的装定计算，确定井口合理受力状态。

5.2.9 录井

5.3.1 录井准备

应根据危险源辨识、风险评估，编制录井施工方案和应急预案，并按审批程序审批。

5.3.2 值班房、仪器房在搬迁、安装过程中应遵守钻井队的相关安全规定。

5.3.3 当检测发现高含硫化氢时，应及时通知有关人员作好防护准备；现场点火时，点火地点应在下风侧方向，与井口的距离应不小于 30m 在新探区、新层系及含硫化氢地区录井时，应进行硫化氢监测，并配备相应的正压式空气呼吸器。

5.4 测井

5.4.1 各种井口带压设备应定期进行试压，合格后方可使用。

5.4.2 25m 裸眼井段电缆静止不应超过 3min(特殊施工除外)。仪器起下速度要均匀，不应超过 4000m/h，距井底 200m 要减速慢下；进套管鞋时，起速不应超过 600m/h，仪器上起离井口约 300m 仪器上提距井口 300m 减速，距井口 50m 时人拽电缆。经确认仪器全部进入防喷管后，关闭防掉器。拆卸井口装置前各阀门应关严，将防喷装置内余压放净。在进行环空测井作业时，应检查偏心井口转盘是否灵活，仪器在油管与套管的环形空间内起下速度不应超过 900m 放射源的安全使用，应符合下列要求：

——专用贮源箱应设有“当心电离辐射”标志；

——装卸放射源时应使用专用工具，圈闭相应的作业区域，按操作规程操作；

——起吊载源仪器时，应使用专用工具，工作人员不应触摸仪器源室；

——施工返回后，应直接将放射源送交源库，并与保管员办理入库手续；

——放射性测井工作人员的剂量限值、应急照射情况的干预，应符合国家现行标准关于油(气)田非密封型、密封型放射源卫生防护的规定；

——放射源及载源设备性能检验应符合国家现行标准关于油(气)田测井用密封型放射源卫生防护的规定；

——测井作业完后应将污染物带回指定地点进行处理。

5.4.4 火工品的领取和运输除应符合国家现行标准关于爆炸物品领取和运输的规定外，还应符合下列规定：

——测井队应配护炮工；

——押运员负责火工品从库房领出、押运、使用、现场保管及把剩余火工品交还库房；

——押运员领取雷管时应使用手提保险箱，由保管员直接将雷管导线短路后放入保险箱内；

——运输射孔弹和雷管时，应分别存放在不同的保险箱内，分车运输，应由专人监护。保险箱应符合国家的相关规定；

- 运输火工品的保险箱，应固定牢靠；运输火工品的车辆应按指定路线行驶，不许无关人员搭乘；
- 道路、天气良好的情况下，汽车行驶速度不应超过 60km/h；在因扬尘、起雾、暴风雪等引起能见度低时，汽车行驶速度应在 20km/h 以下；
- 途中遇有雷雨时，车辆应停放在离建筑物 200m 火工品的使用除应符合国家现行标准关于爆炸物品使用的规定外，还应符合下列要求：
 - 在钻井平台上(现场)存放民用爆破器材时，应放在专用释放架上或指定区域；
 - 射孔时平台上(现场)不应使用电、气焊。平台上或停靠在平台(作业现场)周围的船舶(车辆、人员)不应使用无线电通信设备；
 - 装炮时应选择离开井口 3m 以外的作业区，圈闭相应的作业区域；
 - 联炮前，操作工程师应拔掉点火开关钥匙和接线排上的短路插头，开关钥匙交测井队长保管；
 - 在井口进行接线时，应将枪身全部下入井内，电缆缆芯对地短路放电后方可接通；未起爆的枪身起出井口前，应先断开引线并绝缘好后，方可起出井口；
 - 未起爆的枪身或已装好的枪身不再进行施工时，应在圈闭相应的作业区域内及时拆除雷管和射孔弹；
 - 下过井的雷管不应再用；
 - 撞击式井壁取心器炸药的安全使用，应符合国家火工品安全管理规定；
 - 检测雷管时应使用爆破欧姆表测量；
 - 下深未超过 200m 时，不应检测井内的枪身或爆炸筒；
 - 不应在大雾、雷雨、七级风以上(含七级)天气及夜间开始射孔和爆炸作业；
 - 施工结束返回后，应直接将剩余火工品送交库房，并与保管员办理交接手续；
 - 火工品的销毁，应符合国家现行标准关于石油射孔和井壁取心用爆炸物品销毁的规定。

5.5 试油(气)和井下作业

5.5.1 设计的安全措施应能防止中毒、井喷、着火、爆炸等事故及复杂情况的发生。

5.5.2 应提供井场周围 500m 以内的居民住宅，学校、厂矿等分布资料；对高压、高产及含硫化氢天然气井应提供 1000m 以内的资料。

5.5.3 高温高压油(气)井，下井工具性能应满足耐高温、高压的要求，并应有试压、试温检验报告。

5.5.4 井口产出的流体，应分离计量。分离出的天然气应点火烧掉或进入集输系统，产出的液体进入储罐；分离器距井口 30m 以上，火炬应距离井口、建筑物及森林 50m 以外，含硫化氢天然气井火炬距离井口 100m 井控装置应统一编号建档，有试压合格证。

5.5.6 施工应符合下列规定：

- 抽油机驴头或天车轮应摆放合理，不得与游动系统相挂；
- 施工过程中，应落实预防和制止井喷的具体措施；
- 上井架的人员应由扶梯上下；高空作业应系安全带；携带的工具应系防掉绳；
- 起下作业应有统一规定的手势和动作，配合一致；
- 吊卡手柄或活门应锁紧，吊卡销插牢；
- 上提载荷因遇卡、遇阻而接近井架安全载荷时，不应硬提和猛提；
- 遇有六级以上大风、能见度小于井架高度的浓雾天气、暴雨雷电天气及设备运行不正常时，应停止作业。

5.5.8 压井

5.5.8.1 应按设计配制压井液。

5.5.8.2 压井结束时，压井液进出口性能应达到一致，检查油、套压情况，并观察出口有无溢流。

5.5.8.3 对于地层漏失量大的油气层，应替入暂堵剂，方可压井。

5.5.8.4 如压井液发生气侵，须循环除气压井。

5.5.9 测试与诱喷

5.5.9.1 测试时，应执行设计中的压力控制、测试工作制度。

5.5.9.2 气举或混气水诱喷不应使用空气气举。若使用天然气诱喷，分离出的天然气应烧掉或进入集输系统。

5.5.9.3 抽汲诱喷应安装防喷装置，并应采取防止钢丝绳打扭和抽汲工具冲顶天车的措施。

完井

- 1 对有工业油(气)流的井，具备条件投产，应采取下生产管柱完井方式。
- 2 完井管柱下完后，装好采油(气)树并进行紧固试压。
- 3 含硫化氢及二氧化碳等酸性油气井的采油(气)树应具有抗硫化氢或二氧化碳的能力。

4.5 油套环空应充注保护隔离液。

弃井及封井

- 1 对地质报废和工程报废的井应有报废处理方案，应采用井下水泥塞封井，相关资料按档案要求进行保管。
- 2 应对暂时无条件投产的、无工业开采价值的井在试油(气)结束后，按封井设计要求封堵。
- 3 废弃井、常停井应达到国家现行标准关于废弃井及常停井处置的技术要求。

复杂情况的预防与处理

- 1 试油(气)和井下作业应明确井控岗位职责。
- 2 起下管柱应连续向井筒内灌入压井液，并控制起下钻速度；对井漏地层应向射开井段替入暂堵剂。
- 3 起出井内管柱后，在等待时，应下入部分管柱。
- 4 压井作业中，当井下循环阀打不开时，可采用连续油管压井或采用挤压井，然后对油管射孔或切割，实现循环压井。
- 5 进行油气层改造时，施工的最高压力不能超过井口等设施的最小安全许可压力；若油管注入泵压高于套管承压，应下入封隔器，并在采油(气)树上安装安全阀限定套管压力。
- 6 试油(气)和井下作业现场应按规定配备足够消防器材。
- 7 在钻井中途测试时，发现封隔器失效，应立即终止测试，采用反循环压井。
- 8 出现环空压力升高，应通过节流管汇及时泄压，若泄压仍不能消除环空压力上升，立即终止测试。
- 9 地层出砂严重应终止测试。
- 10 发现地面油气泄漏，视泄漏位置采取关闭油嘴管汇、紧急切断阀或采油树生产阀门等措施。
- 11 发生井口油气漏失，应首先关闭井下压控测试阀，再采取处理措施。
- 12 当井口关井压力达到测试控制头额定工作压力的 80% 时，应用小油嘴控制开井泄压。
- 13 测试过程中若发现管柱自动上行，应及时关闭防喷器，环空憋压平衡管柱上行力。环空憋压不应达到井下压控测试阀操作压力。

压裂、酸化、化堵

- 1 地面与井口连接管线和高压管汇，应按设计要求试压合格，各部阀门应灵活好用。
- 2 井场内应设高压平衡管汇，各分支应有高压阀门控制。
- 3 压裂、酸化、化堵施工所用高压泵安全销子的剪断压力不应超过高压泵额定最高工作压力。设备和管线泄漏时，应停泵、泄压后方可检修。高压泵车所配带的高压管线、弯头应定期进行探伤、测厚检查。
- 4 压裂施工时，井口装置应用钢丝绳绷紧固定。

5.6 采油、采气

5.6.1 高压、含硫化氢及二氧化碳的气井应有自动关井装置。

5.6.2 油气井站投产前应应对抽油机、管线、分离器、储罐等设备、设施及其安全附件，进行检查和验收。

5.6.3 运行的压力设备、管道等设施设置的安全阀、压力表、液位计等安全附件齐全、灵敏、准确，应定期校验。

5.6.4 油气井井场、计量站、集输站、集油站、集气站应有醒目的安全警示标志，建立严格的防火防爆制度。

5.6.5 井口装置及其他设备应完好不漏，油气井口阀门应开关灵活，油气井进行热洗清蜡、解堵等作业用的施工车辆施工管线应安装单流阀。施工作业的热洗清蜡车、污油(水)罐应距井口 20m 以上。

5.7 油气处理

5.7.1 一般规定

油气处理设施设计应由有资质的单位编制完成，设计应符合国家现行标准关于石油天然气工程设计防火和油气集输设计的要求，并按程序审批。

5.7.2 原油处理

5.7.2.1 投产

5.7.2.1.1 原油处理流程投产前应制定投产方案、技术及组织措施和操作规程。

5.7.2.1.2 投产前应扫净管道内杂物、泥沙等残留物，并按投产方案进行试压和预热。

5.7.2.1.3 投油时应统一指挥并按程序和操作规程进行操作，并确保泄压装置完好，对停用时间较长的管线应采取置换、扫线和活动管线等措施。

5.7.2.1.4 合理控制流量和温度，计量站和管线各阀门、容器不渗不漏。

5.7.2.2 集输管线

——应定期对管线巡回检查。记录压力、温度，发现异常情况应及时采取处理措施；

——管线不得超压运行。管线解堵时不应明火烘烤；

——各种管径输油管线停输、计划检修及事故状态下的应急处理，应符合国家现行标准关于原油管道运行的技术要求，并在允许停输时间内完成。

5.7.2.3 原油计量工作人员

- 不应穿钉鞋和化纤衣服上罐；
- 上罐应用防爆手电筒，且不应在罐顶开闭；
- 每次上罐人数不应超过 5 人；
- 计量时应站在上风方向并轻开轻关油口盖子；
- 量油后量抽尺不应放在罐顶；
- 应每日对浮顶船舱进行全面检查；
- 雨雪天后应及时排放浮顶罐浮船盘面上的积水。

5.7.2.4 原油脱水

- 梯子口应有醒目的安全警示标志；
- 电脱水器高压部分应有围栅，安全门应有锁，并有电气连锁自动断电装置；
- 绝缘棒应定期进行耐压试验，建立试验台账，有耐压合格证；
- 高压部分应每年检修一次，及时更换极板；
- 油水界面自动控制设施及安全附件应完好可靠，安全阀应定期检查保养；
- 脱水投产前应进行强度试验和气密试验。

5.7.2.5 原油稳定

- 稳定装置不应超温、超压运行；
- 压缩机应有完好可靠的启动及事故停车安全联锁装置和防静电接地装置；
- 压缩机吸入管应有防止空气进入的安全措施；
- 压缩机间应有强制通风设施及安全警示标志。

5.7.2.6 污油污水处理

- 污油罐应有高、低液位自动报警装置；
- 加药间应设置强制通风设施；
- 含油污水处理浮选机应有可靠接地，接地电阻应小于 10Ω 。浮选机外露旋转部位应有防护罩。

5.7.2.7 输油泵房

- 电动往复泵、螺杆泵和齿轮泵等容积式泵的出口管段阀门前，应装设安全阀(泵本身有安全阀者除外)及卸压和联锁保护装置；
- 泵房内不应存放易燃、易爆物品，泵和不防爆电机之间应设防火墙。

5.7.2.8 储油罐

- 油罐区竣工应经相关部门验收合格后方能交工投产；
- 储油罐安全附件应经校验合格后方可使用；
- 储油罐液位检测应有自动监测液位系统，放水时应有专人监护；
- 储油罐应有溢流和抽瘪预防措施，装油量应在安全液位内，应单独设置高、低液位报警装置；
- 5000m³ 以上的储油罐进、出油管线应装设韧性软管补偿器；
- 浮顶罐的浮顶与罐壁之间应有两根截面积不小于 25mm² 的软铜线连接；
- 浮顶罐竣工投产前和检修投用前，应对浮船进行不少于两次的起降试验，合格后方可使用；
- 储油罐应有符合设计的防雷、防静电接地装置，每年雷雨季前对其检测合格并备案；
- 1000m³ 及以上的储油罐顶部应有手提灭火器、石棉被等；
- 罐顶阀体法兰跨线应用软铜线连接完好。

5.7.2.9 油罐区

- 阀门应编号挂牌，必要时上锁；
- 防火堤与消防路之间不应植树；
- 防火堤内应无杂草、无可燃物；
- 油罐区排水系统应设水封井，排水管在防火堤外应设阀门。

5.7.3 燃气处理

5.7.3.1 天然气增压

- 压缩机的吸入口应有防止空气进入的措施；
- 压缩机的各级进口应设凝液分离器或机械杂质过滤器。分离器应有排液、液位控制和高液位报警及放空等设施；
- 压缩机应有完好的启动及事故停车安全联锁并有可靠的防静电装置；
- 压缩机间宜采用敞开式建筑结构。当采用非敞开式结构时，应设可燃气体检测报警装置或超浓度紧急切断联锁装置。机房底部应设计安装防爆型强制通风装置，门窗外开，并有足够的通风和泄压面积；
- 压缩机间电缆沟宜用砂砾埋实，并应与配电间的电缆沟严密隔开；
- 压缩机间气管线宜地上铺设，并设有进行定期检测厚度的检测点；
- 压缩机间应有醒目的安全警示标志和巡回检查点和检查卡；
- 新安装或检修投运压缩机系统装置前，应对机泵、管道、容器、装置进行系统氮气置换，置换合格后方可投运，正常运行中应采取可靠的防空气进入系统的措施。

5.7.3.2 天然气脱水

——天然气原料气进脱水之前应设置分离器。原料气进脱水器之前及天然气容积式压缩机和泵的出口管线上，截断阀前应设置安全阀；

——天然气脱水装置中，气体应选用全启式安全阀，液体应选用微启式安全阀。安全阀弹簧应具有可靠的防腐蚀性能或必要的防腐保护措施。

5.7.3.3 天然气脱硫尾气处理

- 酸性天然气应脱硫、脱水。对于距天然气处理厂较远的酸性天然气，管输产生游离水时应先脱水，后脱硫；
- 在天然气处理及输送过程中使用化学药剂时，应严格执行技术操作规程和措施要求，并落实防冻伤、防中毒和防化学伤害等措施；
- 设备、容器和管线与高温硫化氢、硫蒸气直接接触时，应有防止高温硫化氢腐蚀的措施；与二氧化硫接触时，应合理控制金属壁温；
- 脱硫溶液系统应设过滤器。进脱硫装置的原料气总管线和再生塔均应设安全阀。连接专门的卸压管线引入火炬放空燃烧；
- 液硫储罐最高液位之上应设置灭火蒸汽管。储罐四周应设防火堤和相应的消防设施；
- 含硫污水应预先进行汽提处理，混合含油污水应送入水处理装置进行处理；
- 在含硫容器内作业，应进行有毒气体测试，并备有正压式空气呼吸器；
- 天然气和尾气凝液应全部回收。

5.7.4 注水、注汽(气)与注聚合物及其他助剂

5.8.1 注水

5.8.1.1 注水作业现场应设置安全警示标识。

5.8.1.2 注水设备上的安全防护装置应完好、可靠，设备的使用和管理应定人、定责、安全附件应定期校验。

5.8.1.3 注水泵出口弯头应定期进行测厚。法兰、阀门等连接要牢固，发现刺、渗、漏应及时停泵处理。严禁超压注水。

5.8.1.4 应控制泵房内的噪声。

5.8.2 注汽

5.8.2.1 安装

5.8.2.1.1 蒸汽发生器安装单位应具有相应资质并经企业主管部门批准后方可承担蒸汽发生器的安装。

5.8.2.1.2 安装单位应将本单位技术负责人批准的按规定内容和格式编写的施工方案经企业主管部门批准后方可开工。

5.8.2.1.3 安装前，安装单位应对发生器进行详细的检查并按设计图纸进行安装，如有变更应征得相关部门的同意。

5.8.2.1.4 水压试验前，专业检验单位应对其全面检查和记录，安装结束后，安装单位应出具质量证明文件，由专业检验单位监督检验工作完成后，出具《安装质量监督检验报告》。

5.8.2.1.5 监督检验合格，安装单位提供规定的资料后，由企业主管部门组织进行总体验收，通过后取得相关登记手续和使用登记证后方可使用。

5.8.2.2 使用管理

操作人员经专业培训考试取得特种设备安全操作证后方可持证上岗。

5.8.2.3 湿蒸汽发生器的修理、改造、定期检验报废、及安全附件与仪表应符合规定程序并满足国家现行标准油田专用湿蒸汽发生器安全规定的要求。

5.8.2.4 井口装置

5.8.2.4.1 注汽井口各部分零部件应齐全完好。

5.8.2.4.2 注汽前单向阀全部打开检查，单向阀反向水压试验不渗不漏，试压合格后方可使用。

5.8.2.4.3 停止注汽后或中途停注维修注汽管线时，应关闭总阀门和干线阀门，打开测试阀门放空并维修管线。

5.8.2.4.4 重新启用的井口应检查和试压合格。

5.8.2.5 注汽管网

5.8.2.5.1 管线施工验收时，应经试压合格方可投产。

5.8.2.5.2 对注汽管线及阀组应定期进行检测和监测，并加强巡线检查。

5.8.2.5.3 在运行的蒸汽发生器设备和管线处设置警示标志。

5.8.2.6 注汽井的测试

5.8.2.6.1 测试施工时风力应不大于五级并在白天进行。

5.8.2.6.2 测试施工过程中不应关闭注汽生产阀门和总阀门。

5.8.2.6.3 测试施工人员应穿戴防烫伤的工作服、手套、工作鞋及防护眼镜。

5.8.2.6.4 防喷管、入井钢丝、电缆、仪器及仪表应满足测试工况要求。

5.8.3 注气

5.8.3.1 注气站场应设高、低压放空系统，放空火炬应设置可靠的点火设施和防止火雨设施。

5.8.3.2 有机热载体炉燃气系统应设稳压装置(或调压器)、过滤器、火焰熄灭报警装置。

5.8.3.3 空气压缩机和仪表风管网应设联锁装置，当管网压力降低时，空压机能自动启动。

5.8.3.4 注气压缩机应设单向阀和自动联锁停车装置，注气管线至井口应设单向流动装置和紧急放空阀、自动联锁装置，注气井口应设自动保护系统，自动保护系统应能自动关闭井口。可燃气体压缩机的厂房应符合石油天然气工程设计防火和油气集输设计规范的设计要求。

5.8.4 注聚合物及其他助剂

5.8.4.1 聚合物配制站和注入站

5.8.4.1.1 站区严禁吸烟和使用明火。各种压力容器的安全阀、液面计、压力表应由专人负责定期检验，有记录并存档。

5.8.4.1.2 消防器材、消防工具应定人定期检查保养并记录。

5.8.4.1.3 定期巡回检查设备、设施，各种操作压力、液位应符合规定要求，保证机泵、电气设备应有接地线，并执行电气检查维护等电气安全操作规程。

5.8.4.1.4 容器和场地照明杆应设置防雷接地装置，厂房内的起重设备要有良好的接地装置。

5.8.4.2 聚合物配水间

5.8.4.2.1 高压设备零部件齐全完好，闸门开关灵活，螺栓紧固、整齐。

5.8.4.2.2 配水间阀组应有明显的标志。

5.8.4.2.3 操作阀门时身体应侧面对着卸压部位和阀门丝杆部位。

5.8.4.3 井口油、套压表应安装防冻装置。井场平整、清洁，井场周围留有一定宽度的安全防护带。

5.8.4.4 严格执行起重设备、聚合物母液转输泵操作规程和操作流程，及时检查聚合物分散系统、熟化系统、微机监控系统、注聚泵等设备设施。

5.8.4.5 注聚泵

5.8.4.5.1 皮带轮防护罩应安装牢固，各联接部位应无松动、无泄漏，缓冲器中的氮气压力应达到规定要求。

5.8.4.5.2 注聚泵不应带压启动，启动后检查运转是否正常，定期检查流量、压力是否在规定的范围内，发现异常情况应立即停泵检查。

6 海洋石油天然气开采

6.1 一般要求

6.1.1 出海人员

6.1.1.1 出海人员应持有健康证明、海洋石油作业安全救生培训证书或相应的安全培训证明。

6.1.1.2 出海人员应穿戴符合标准的个人防护用品。

6.1.1.3 出海人员乘坐船舶或直升机等交通工具，应遵守相应安全规定。

6.1.1.4 出海人员应了解出海作业安全规定，遵守平台或船舶上的规章制度。

6.1.1.5 出海人员应熟悉所在平台或船舶的应急集合地点、所负的应急职责以及救生衣等存放处，并参加应急演练。

6.1.1.6 外来人员登临平台或船舶，应接受安全检查和安全教育，服从平台人员的引导。

6.1.2 救生与逃生

6.1.2.1 海洋石油设施应有救生、逃生措施。应按以下原则配备救生、逃生的设备；

- 在可能发生火灾、爆炸或有毒有害气体泄漏有人值守的设施上，应配备封闭式耐火救生艇；
- 固定设施和钻井平台救生艇数量应能容纳设施上作业的全部人员，浮式生产储油装置救生艇的配置应是作业人数的两倍；在海洋设施的建造、安装阶段，及生产设施在停产检修阶段，通过风险分析评估，在有安全措施的基础上，可用救生筏代替救生艇；
- 除配备救生艇外，固定设施、浮式装置上还应配备作业人数 100% 的救生筏；
- 设施上应配备可供全部作业人数的 210% 的救生衣，浅水区域设施的救生衣配备为全部作业人数 150%；在水温低于 10℃ 海洋石油设施应定期进行救生、逃生的演习。

6.1.3 防台风要求按以下规定执行：

- 海洋石油设施应制定防台风应急预案，明确防台风应急机构与相关人员职责，掌握周边施救应急资源；
- 多单位联合作业时，各单位都要制定各自的防台风计划，并纳入现场作业总的防台风预案中。并听从总预案负责人的指令；
- 应根据不同海域和台风特点确立防台风撤离的原则，根据海域和生产装置的实际情况划分台风警戒区。计算出不同作业阶段各台风警戒区进行安全处置和撤离所需的时间，并制定各台风警戒区的作业和撤离计划。

6.1.4 锅炉、压力容器投入使用前，应办理登记，取得锅炉、压力容器使用证。

6.1.5 海洋石油危险品

除按国家相关规定的要求外，还应满足以下要求：

- 平台作业区进行放射性作业时，应设置明显、清晰的危险标志；
- 在放射性作业现场，应配备放射性强度测量仪；
- 放射性、火工品和危险化学品的存放场所应远离平台生活区及危险作业区，并应标有明显的警示标志；
- 对存放放射性物质的容器，应附有浮标或其他示位器具，浮标绳索的长度应大于作业海域的水深；
- 使用放射性物质和火工品作业的合同结束时，应将剩余的放射性物质和火工品运回陆岸存放。

6.2 石油物探

6.2.1 分析作业中的风险，制定相应预防措施和应急预案。

6.2.2 工作艇收回后，应及时检修和保养，并做好记录。

6.2.3 应编制完工报告，报告中应包含作业安全的内容。

6.3 钻井

6.3.1 井控装置的安装、使用和管理应符合国家对海洋石油作业井控的要求。

6.3.5 移动式钻井平台就位前

- 应完成井场海洋工程地质调查与海况调查。
- 应成立拖航小组，制定拖航计划，召开拖航会议，进行安全分析。
- 拖航前应进行拖航安全检查。
- 应按拖航计划要求定时收听海况、天气预报，与拖船保持联系；巡回检查被拖钻井平台，随时处理可能出现的问题。
- 遇到台风或恶劣天气，应就近选择避风海湾避风。
- 进入井位前，应根据海流、风等情况确定进井场以及锚泊定位的方法。
- 海洋插桩时应考虑季节主导风向。
- 坐底式平台应有防滑移措施。

6.3.6 固定式平台上钻井设备的布置和安装应符合国家现行海洋固定平台安全规则的要求。

6.3.7 钻井作业前

- 应完成地质设计和工程设计。
- 应对钻井设备、安全消防设备等进行检验和测试，确认其是否符合钻井作业安全要求；开钻前应再进行一次安全检查。
- 钻井作业前应召开安全技术交底会。
- 应对应急预案内容进行演练。

6.3.8 钻开油气层前，应符合以下要求：

- 应按设计要求对井口装置、防喷器组、高压管汇、高压阀门等进行压力试验，确认合格后方可进行作业；
- 钻进油气层前应针对性的做一次安全检查；
- 节流管汇、压井管线及井控控制盘上的所有阀门、开关应保证灵活好用，按规定处于开/闭位置，并有明显标示；
- 储能器、钻井仪表、可燃气体和硫化氢探测装置应处于良好状态；

- 钻开油气层前 100m, 通过钻井循环通道和经阻流管汇做一次低泵冲泵压试验; 同时平台应组织一次防井喷演习;
- 每层套管固完井后, 钻水泥塞到套管鞋以上 5m, 进行套管试压(试验压力为套管抗内压强度的 80%)。在钻穿每一层套管鞋或尾管鞋后, 钻新地层 3m~5m50m/h;
- 如钻速突然加快, 在钻井进尺 1.5m 井口遗留物的要求按以下规定执行:
- 所有的套管、井口装置或桩, 在永久弃井时, 应按规定在我国领海海域内清除至海底泥面以下 4m, 在我国其他海域的残留物不得妨碍其他海洋主导功能的使用;
- 对临时弃井, 保留在海底水下或水上的井口装置或井口帽, 应设置井口助航信号装置, 并按有关规定报告。

6.4 录井

应符合 5.3 的规定。

6.5 测井与测试

6.5.1 测井除应符合 5.4 的规定外, 还应满足以下规定:

- 在进行测井作业时, 钻台及井场应有符合要求的作业场地, 停止进行其他作业。平台上必要的准备工作应在远离测井电缆、指重计线和喇叭线的地方进行, 电焊作业应得到批准;
- 测井作业期间, 平台应有专人值班, 夜间作业时, 应保障测井作业区的照明;
- 遇七级(含七级)以上大风或其他恶劣天气, 不应进行测井作业; 若正在进行测井作业, 应暂停作业, 并采取有效措施;
- 在测井过程中, 若有井涌迹象, 应立即通知钻井总监, 并采取有效措施;
- 射孔枪下井过程中要做到平稳, 严禁快放、急停。在处理遇卡事故上提电缆或拉断弱点时, 不应使用测井绞车, 而应使用钻机大钩。除必要的指挥和工作人员, 钻台不应有其他人员。

6.5.2 测试期间应注意观察输油软管的工作状态。

6.6 海洋油气田工程

6.6.1 海洋油气田工程设计、建造、安装单位应具备相应资质。

6.6.2 海洋油气田工程设计、建造和安装应按国家相关要求和标准进行, 也可选择高于国家要求的标准。

6.6.3 海洋油气田工程单位应建立安全、质量管理制度, 保障工程质量。

6.6.4 设计、建造和安装各阶段应由发证检验机构进行检验。

6.7 海洋油气田生产

6.7.1 应定期检查测试安全系统和应急关断系统。

6.7.2 钢丝绳在下井时要防止打结。

6.7.3 移井架作业应符合:

- 清除(拆开)所有妨碍井架移动的障碍(管线); 固定钻台及井架上活动的物件;
- 保持液压动力源、液压千斤顶等液压系统处于正常工作状态;
- 保持轨道润滑良好;
- 移井架时应有专人指挥。

6.7.3.2 下电泵作业应符合:

- 电泵机组安装后应进行运转试验;
- 通井深度应下到电机以下 30m~50m, 无卡阻现象;
- 吊放连接机组各部件时, 应保持操作平稳, 禁止二节机组(电机或泵)同时起吊和下放;
- 每根油管中间应打一个电缆卡子, 接箍上下 1m 处各打一个电缆保护器, 并将其卡紧;
- 座井口时, 钢圈和密封胶皮应放平;
- 安装电缆时, 垫板要打倒角; 螺丝要对角上紧。

6.8 油气装卸作业

6.8.1 海洋提油终端的防爆要求应按以下规定执行:

- 应对提油终端进行危险区的识别和分类, 以便区别和合理选择防爆电气设备、电缆及其他认可的设备;
- 围蔽的危险处所应设有效的通风装置; 围蔽的危险处所与围蔽的非危险处所相邻时, 应采用负压通风;
- 危险区内禁止一切与装油无关施工作业; 与装油无关人员不应进入装油作业区;
- 对危险区内所有设施的维修应避免使用明火, 所使用的工具应避免由于撞击等原因而产生火花;
- 在危险区内所有的设施及管路都应采用导电连接和接地。在危险区的围蔽处所及其排风口处及相邻的围蔽的非危险处, 所有的出入口及通风进口处应装设可燃气体报警器;

——遇雷雨天气等危及安全生产时，应立即停止作业，关闭封舱。

6.8.2 海洋提油终端惰性气体系统和透气系统应按以下规定执行：

a)制定详细的惰性气体系统和透气系统操作程序。

b)惰性气体系统和透气系统应有专人进行检查和维护。

c)在提油作业期间，终端的所有货油舱、污油舱、含油的污水舱、非分隔的压载以及任何特定的应有惰性气体保护的舱室，应保持含氧量不超过 5%的惰化状态并保持适当的正压。

d)在惰性气体总管上应安装一个自动控制惰性气体的调解阀，当出现下列情况之一时能自动关闭：

1)洗涤塔冷却水压或流量降低到预定极限值；

2)洗涤塔内水位升高至预定极限值；

3)惰性气体温度升高至预定极限值；

4)惰性气体风机发生故障。

e)惰性气体发生器装置应设有声、光报警装置。

f)量舱、取样等作业，未经终端负责人批准，不应在非闭式操作系统条件下进行。终端在生产期间，未经终端负责人批准，任何人不应使任何处于惰化条件的舱室除气，或进入上述舱室。

g)进入泵房、充惰舱室及其他指定的封闭区域，应执行油气田和浮式生产储泊装置的有关规定。

6.8.3 提油作业应按以下规定执行：

a)提油终端均应建立终端安全规则，该规则至少应包括：

1)对提油轮的安全要求和对提油轮系泊设备和接货设施的要求；

2)系泊离泊作业程序及限制条件、连接解脱输油软管及装载作业程序；

3)安全要求和应急程序；

4)系泊、装载作业前安全检查的内容。

b)提油终端人员应对提油轮进行检查，有权拒绝系泊不符合要求的提油轮或中断不遵守终端规则的提油轮的装载作业，并令其驶离终端区域。

c)系泊和提油作业应由提油终端指定的代表作为整个作业的指挥者，负责指挥和协调终端、提油轮、拖轮、守护船的行动。并应对现场环境条件保持警觉，随时监察作业状态，保持与现场有关各方船长或负责人的密切联系。

d)系泊和提油作业应按以下规定执行：

1)提油轮的系泊和装载作业应在白天及气象海况允许情况下进行；

2)系泊和装载作业开始之前，终端的代表应按作业者制定的安全检查程序对提油轮进行检查，确认该提油轮符合在终端进行提油作业的各项要求，还应确认与终端、提油轮、拖轮、守护船的通信已经建立；

3)在提油作业期间，应有足够数量和马力的拖轮协助提油作业。

e)提油作业期间，无论何种原因引致提油轮或终端发出紧急警报，提油作业均应暂停，直至警报解除；若为火灾警报，应立即启动火灾应急预案。

6.8.4 要建立应急预案和定期演习制度、生产系统巡回检查制度、作业许可、安全技术操作规程。

6.8.5 油气码头应备有安全操作指南、设备操作手册等管理文件，有关人员应熟练掌握管理文件的内容。

6.9 船舶安全

6.9.1 如船舶或海洋设施在靠离作业中发生紧急情况时，海洋设施和船舶应按应急计划进行实施和处理。

6.9.2 守护船的守护演习和应急响应演习按守护船应急预案执行。

6.9.3 拖航作业过程中应按以下规定执行：

——风速和浪高等海况气象条件应不超过被拖物设计要求；

——拖航的随船人数不应超过主管机关核准的额定人数；

——拖航过程中，每天至少应接收两次天气预报，根据天气预报的状况采取相应的拖航安全措施；

——拖航船舶应经常观察被拖物的情况，拖航船舶、被拖物、岸基之间应建立报告制度；

——拖航船舶和被拖物应做好定期巡回检查工作，保障拖航设备和用具的安全状态。

6.10 海底管道

6.10 应避免船舶抛锚区、海洋倾倒区、现有水下物体(如沉船、桩基、岩石等)、活动断层、软弱土层滑动区和沉积层的严重冲刷区。

a)定线时尽量避开正常航道和海产养殖、渔业捕捞频繁区域，当确实难于避让时，力求穿越航道和海产养殖、渔业捕捞区的管

道最短,管道应埋至安全深度以下,防止航线船舶或渔船抛锚、拖网渔具等直接损伤海底管道。

b)应避开将来有可能的航遭开挖区域,如不可避免,则管道的埋深应满足航道开挖的要求。

c)对于海洋油田内部的管道系统,如平台和平台、平台和人工岛间的油(气)管道,与原有管道之间的水平距离应保证这类管道在铺设、安装(包括埋设)时不危及原有管道的安全,也不妨碍预定位置修井作业的正常进行,并有足够的安全距离。

d)新铺设的管道应避免与原有海底管道或电缆交叉,在不可避免的情况下,可按下述要求执行:

1)新铺设的管道与原有海底管遭、电缆交叉时,管道交叉部位的间距至少应保持 30cm 以上的净距;

2)管道如不能下埋时可在原有管道上用护垫覆盖,但管道上覆盖的护垫不能影响航行,且不能对原有管道产生不利影响。

e)预选路由时,应尽量避免与其他开发活动交叉。无法避免时,应详细说明,以便为路由协调及设计、施工提供依据。

6101 对海底管道和立管系统应采取保护措施;

——海底管道应采取牺牲阳极等防腐与阴极保护措施;

——在海底管线登陆段附近建码头和围海造田等工程时,要保证管道的安全;

——立管的位置应避开靠船位置;

——立管宜配置在导管架平面内;

——立管外应加装套管对立管形成保护;

——立管上不应装设任何以管道或立管为支承用以承受其他外力为目的附件。

6.10.2 在浅水域采用浮体托管铺设管道时,应对浮体进行设计计算,并经发证检验机构认可。

6.10.3 遗留问题不影响油气田投产,方可完成油气田设施的交付。

6.10.4 对于改变原设计参数、延长使用寿命、出现缺陷和损伤的海底管道应进行评估。

6.11 浅(滩)海石油天然气开采

浅(滩)海石油天然气开采除参照 6.1~6.10 的规定外,还应符合以下规定。

6.11.1 所有涉水作业人员应穿救生衣,在寒冷地区应穿保温救生衣,且 3 人以上同行,互相监护,通过潮沟时应探明水深,超过安全水深(1m 企业应制定物探作业的水陆两栖设备水上作业、滩海爆破作业和滩海钻井安全生产管理制度。

6. 1113 作业前应了解工区内潮汐的变化,凡海潮可达到安全水深(1m 罗利冈类两栖车应符合以下要求:

——各轮胎之间气压平衡,并根据地表情况和装载载荷及时调整轮胎气压;

——海流流速超过 1.2m/s 或风力超过蒲氏六级时,应用缆绳牵引;

——进入水深超过 1m 履带车应符合下列要求:

——左右浮筒密封良好,全部排水螺栓紧固;

——海流流速超过 0.8m 挂机艇不应超载、偏载。

6.11.2 在潮间带的石油作业设施应有与之能力相适应的两栖装备进行值班守护。

6.12 滩海陆岸石油天然气开采

6.12.1 滩海陆岸油田在勘探阶段建设的滩海陆岸石油设施,实行业主委托第三方检验,政府安全作业许可的管理,制度。

6.12.2 滩海陆岸石油设施由勘探转为开发阶段时,应进行安全预评价。

6.12.4 滩海陆岸石油设施应按无人值守设计,若有人值守时,应按照浅海石油作业有关规范、标准进行设计。

6.12.5 滩海陆岸石油设施,应至少配备以下消防设备:

——值班室配备 1 个 4kg 的干粉灭火器;

——井口区配备 2 个 35kg 以上的推车式干粉灭火器;

——机器处所配备 1 个 35kg 以上的推车式干粉灭火器。

6.12.6 滩海陆岸石油设施应至少配备以下救生设备:

——4 个救生圈(带 30m 救生浮索),其中 2 个带自亮浮灯;

——按定员 100% 配备工作救生衣;

——冬季作业按定员 100% 配备保温救生服;

——可供工作人员 5d 食用的救生口粮、饮用水;

——配备急救箱。急救箱内至少装有 2 套工作救生衣,防水手电及配套电池,简单的医疗包扎用品和日常常用药品。

6.12.7 在滩海陆岸井台上,应设置暂避恶劣天气的避难房,避难房应至少符合以下要求:

——能够容纳生产作业人员;

——结构强度应比滩海陆岸井台高一个安全等级;

——地面应高出挡浪墙 1.0m;

——应采用基础稳定、结构可靠的固定式钢筋混凝土结构或用移动式钢结构。

6.12.8 进入滩海通井路的车辆轮胎应采用低压轮胎,具有良好的防滑性能,便于人员逃生。

6.12.9 滩海陆岸当发生下列情况之一时,应进行人员应急撤离:

——气象部门预报滩海陆岸油田附近海域将发生风力八级以上(含八级)大风,增水超过警戒水位的风暴潮;

——气象部门预报冰情超过滩海陆岸石油设施设计的冰情;

——遇有井喷失控、火灾、爆炸、硫化氢泄漏、热带气旋、海啸、地震事件时。

7 油气管道储运

7.1 管道干线

7.1.1 输油气管道管理单位应设专人定期对管道进行巡线检查,及时处理输油气管道沿线的异常情况,并依据石油天然气管道保护有关法律法规保护管道。

7.1.1.6 管道水工保护:

——应根据现场实际情况实施管道水工保护。管道水工保护形式应因地制宜、合理选用;

——应定期对管道水工保护设施进行检查,并及时治理发现的问题。

7.1.2 应定期对截断阀进行巡检。天然气管道截断阀附设的放空管接地应定期检测。

7.1.3 位于水库下游冲刷范围内的管道穿跨越工程防洪安全要求,应根据地形条件、水库容量等进行防洪设计。管道穿跨越工程上游 20km 冲刷范围内若需新建水库,水库建设单位应对管道穿跨越工程采取相应安全措施。

7.2 输油气站场

7.2.1 站场与相邻居民点、工矿企业和其他公用设施安全距离及站场内的平面布置,应符合国家现行标准关于输油、输气、管道工程设计的要求。

7.2.2 易燃、易爆场所应按规定设置可燃气体检测报警装置,并定期检定。

7.2.3 装置内露天布置的塔、容器等,当顶板厚度等于或大于 4mm 设备应按规定进行接地,接地电阻应符合要求并定期检测。

工艺管网、设备、自动控制仪表系统应按标准安装防雷、防静电接地设施,并定期进行检查和检测。防雷接地装置接地电阻不应大于 10Ω ,仅做防感应雷接地时,接地电阻不应大于 30Ω 。每组专设的防静电接地装置的接地电阻不应大于 100Ω 。

7.2.4 进出天然气站场的天然气管道应设置截断阀,进站截断阀的上游和出站截断阀的下游应设置泄压放空设施。

7.2.5 输气站压缩机房的每一操作层及其高出地面 3m 以上的操作平台(不包括单独的发动机平台),应至少有两个安全出口通向地面。操作平台的任意点沿通道中心线与安全出口之间的最大距离不得大于 25m。安全出口和通往安全地带的通道,应保持畅通。

7.2.6 输油气站的进口处,应设置明显的安全警示牌及进站须知,并应对进入输油气站的外来人员告知安全注意事项及逃生路线等。

7.3 防腐绝缘与阴极保护

7.3.1 埋地输油气管道应采取防腐绝缘与阴极保护措施。

7.3.2 应定期检测管道防腐绝缘与阴极保护情况,及时修补损坏的防腐层,调整阴极保护参数。

7.3.3 埋地输油管道需要加保温层时,在钢管的表面应涂敷良好的防腐绝缘层。在保温层外应有良好的防水层。

7.3.4 裸露或架空的管道应有良好的防腐绝缘层。带保温层的,应有良好的防水措施。

7.3.5 对输油气站内的油罐、埋地管道,应实施区域性阴极保护。

7.3.6 输油气管道全线阴极保护电位应达到或低于 $-0.85V$ (相对 $Cu/CuSO_4$ 电极),但最低电位不应过负。

7.3.7 输油气管道应避免有地下杂散电流干扰大的区域。电气化铁路与输油气管道平行时,应保持一定距离。管道因地下杂散电流干扰阴极保护时,应采取排流措施。

7.3.8 管道阴极保护电位达不到规定要求的,经检测确认防腐层发生老化时,应及时安排防腐层大修。

7.3.9 大型跨越管段有接地时穿跨越两端应采取绝缘措施。

7.4 管道监控与通信

7.4.1 管道监控

输油气生产的重要工艺参数及状态,应连续监测和记录;大型油气管道宜设置计算机监控与数据采集(SCADA)系统,对输油气工艺过程、输油气设备及确保安全生产的压力、温度、流量、液位等参数设置联锁保护和声光报警功能。

调度电话应与社会常用的服务、救援电话系统联网。

7.4.3 在下列情况下应加装电涌防护器;

——室内重要电子设备总电源的输入侧;

——室内通信电缆、模拟量仪表信号传输线的输入侧;

7.5 管道试运投产

7.5.2 高凝原油投产应采取防凝管的安全技术措施。

管道中氮气量过大时应考虑提前多点排放。

7.6.1 清管实施过程中应至少做好以下安全事项:

——进行收发清管器作业时，操作人员不应正面对盲板进行操作；

——清除的液体和污物应收集处理，不应随意排放；

7.6.2 管道检测

7.6.2.3 内检测实施过程中应落实以下安全事项:

——发送管道内检测器前，应对管道进行清管和测径；

7.6.2.4 内检测结束后,应根据检测结果,对存在的缺陷进行评估,确定合理的维修、维护措施,对于影响管道安全的严重缺陷,应立即安排修理。

7.7.1 应根据管道分布合理配备专职维抢修队伍，并定期进行技术培训。对管道沿线依托条件可行的，宜通过协议方式委托相关管道维抢修专业队伍负责管道的维抢修工作。

7.7.2 应合理储备管道抢修物资。管材储备数量不应少于同规格管道中最大一个穿、跨越段长度；对管道的阀门、法兰、弯头、堵漏工(卡)具等物资应视 ([进行相应的储备。

7.7.4 管道维抢修过程应至少落实以下安全事项

7.7.4.1 维抢修现场应划分安全界限，设置警戒线、警示牌。进入作业场地的人员应穿戴劳动防护用品。与作业无关的人员不应进入警戒区。

7.7.4.2 对管道施焊前,应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定,并制定防护措施。焊接操作期间,应对焊接点周围和可能出现的泄漏进行跟踪检查和监测。

7.7.4.3 用于管道带压封堵、开孔的机具和设备在使用前应认真检查,确保灵活好用。必要时,应提前进行模拟试验。

7.7.4.4 管道封堵作业时,管道内的介质压力应在封堵设备的允许压力之内。采用囊式封堵器进行封堵时,应避免产生负压封堵。

7.7.4.5 管道维抢修作业坑应能满足施工人员的操作和施工机具的安装及使用。作业坑与地面之间应有安全逃生通道，安全逃生通道应设置在动火点的上风向。

7.7.5 管道维抢修结束后,应及时恢复地貌,整理竣工资料并归档。