

目 次

前言	Ⅲ
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 一般规定	2
4.1 一般管理要求	2
4.2 职业健康和劳动保护	2
4.3 风险管理	3
4.4 安全作业许可	3
4.5 硫化氢防护	3
4.6 应急管理	4
5 陆上石油天然气开采	5
5.1 石油物探	5
5.2 钻井	7
5.3 录井	14
5.4 测井	14
5.5 试油(气)和井下作业	17
5.6 采油、采气	20
5.7 油气处理	20
5.8 注水、注汽(气)与注聚合物及其他助剂	22
6 海洋石油天然气开采	24
6.1 一般要求	24
6.2 石油物探	25
6.3 钻井	26
6.4 录井	28
6.5 测井与测试	28
6.6 海洋油气田工程	28
6.7 海洋油气田生产	28
6.8 油气装卸作业	30
6.9 船舶安全	31
6.10 海底管道	32
6.11 浅(滩)海石油天然气开采	34
6.12 滩海陆岸石油天然气开采	35
7 油气管道储运	36
7.1 管道干线	36
7.2 输油气站场	37
7.3 防腐绝缘与阴极保护	38
7.4 管道监控与通信	38

7.5	管道试运投产.....	39
7.6	管道清管与检测.....	39
7.7	管道维抢修.....	40

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、宋立崧、贺荣芳。

石油天然气安全规程

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 permit to work

为保证作业安全,在危险作业或非正规作业时,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 confined spaces

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 underbalanced drilling

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 threshold limit value (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 15 mg/m^3 (10 ppm),二氧化硫的阈限值为 5.4 mg/m^3 (2 ppm)。

3.6

安全临界浓度 safety critical concentration

工作人员在露天安全工作 8 h 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 30 mg/m^3 (20 ppm)。

3.7

危险临界浓度 dangerous threshold limit value

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 150 mg/m³ (100 ppm)。

3.8

含硫化氢天然气 sulfide gas

指天然气的总压等于或高于 0.4 MPa,而且该气体中硫化氢分压等于或高于 0.000 3 MPa。

3.9

石油天然气站场 petroleum and gas station

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 maximum allowable operating pressure(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 在工程建设项目投标、签约时,建设单位应对承包商的资质和安全生产业绩进行审查,明确安全生产要求,在项目实施中对承包商的安全生产进行监督管理,符合石油工程技术服务承包商健康安全环境管理的基本要求。

4.1.10 企业应制定石油天然气钻井、开发、储运防火防爆管理制度;钻井和井下作业应配备井控装置和采取防喷措施;使用电气设备应符合防火防爆安全技术要求;配备消防设施、器材;制定防火防爆应急预案。井场布置应符合井场布置技术要求,平面布置和防火间距应符合防火设计规范的要求。

4.1.11 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备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，防喷器组及其管线阀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 含硫化氢油气生产和气体处理作业，应符合以下安全要求：

- 作业人员进入有泄漏的油气井站区、低凹区、污水区及其他硫化氢易于积聚的区域时，以及进入天然气净化厂的脱硫、再生、硫回收、排污放空区进行检修和抢险时，应携带正压式空气呼吸器；
- 应对天然气处理装置的腐蚀进行监测和控制，对可能的硫化氢泄漏进行检测，制定硫化氢防护措施。

4.5.10 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、剧毒物、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 营地布置，应符合下列要求：

- 营房车、帐篷摆放整齐、合理，间距不小于 3 m，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 50 m 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 100 m 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 4 Ω ；

——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 2 m,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 5 m,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 4 Ω ;
- 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,防火沙等;
- 加油区内严禁烟火,不应存放车辆设备,不应在高压线 30 m 内设置临时加油点;
- 储油罐无渗漏、无油污,接地电阻小于 10 Ω ,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,25 m 内无高压电线,8 m 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辆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 5 m 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,10 m 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 24 h 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等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 5 000 m、探井周围 3 000 m、生产井周围 2 000 m 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 500 m 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图的裂缝性地层、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 井身结构设计应符合下列规定:

- 钻下部地层采用的钻井液,产生的井内压力应不致压破套管鞋处地层以及裸眼钻的破裂压力系数最低的地层;
- 下套管过程中,井内钻井液柱压力与地层压力之差值,不致产生压差卡套管事故;
- 应考虑地层压力设计误差,限定一定的误差增值,并涌压井时在套管鞋处所产生的压力不大于该处地层破裂压力;
- 对探井,考虑到地层资料的不确定性,设计时参考本地区钻井所采用的井身结构并留有余地。根据井深的实际情况具体确定各层套管的下入深度;
- 含硫化氢地层等特殊井套管设计,应符合 5.2.3.5 的规定。

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 钻井液设计应符合下列规定:

- 应根据平衡地层压力设计钻井液密度;
- 应根据地质资料和钻井要求设计钻井液类型;
- 含硫化氢气层应添加相应的除硫剂、缓蚀剂并控制钻井液 pH 值,硫化氢含量高的井一般应使用油基钻井液,并符合 4.6.7 的规定;
- 探井、气井和高压及高产油气井,现场应储备一定数量的高密度钻井液和加重材料,储备的钻井液应经常循环、维护;
- 施工前应根据本井预测地层压力梯度当量密度曲线绘制设计钻井液密度曲线、施工中绘制随钻监测地层压力梯度当量密度曲线和实际钻井液密度曲线,并依据监测结果和井下实际情况及时调整钻井液密度。

5.2.3.4 井控装置应符合下列规定:

- 油气井应装套管头(稠油热采井用环形铁板完成),含硫化氢的油气井应使用抗硫套管头,其压力等级要不小于最高地层压力。选择时应以地层流体中硫化氢含量为依据,并符合 4.5.5 的规定;
- 根据所钻地层最高地层压力,选用高于该压力等级的液压防喷器和相匹配的防喷装置及控制管汇。含硫化氢的井要选相应压力级别的抗硫井口装置及控制管汇;

- 井控装置配套应符合国家现行标准关于钻井井控技术的要求；高压天然气井、新区预探井、含硫化氢天然气井应安装剪切闸板防喷器；
- 防喷器组合应根据压力及地层特点进行选择，节流管汇及压井管汇的压力等级和组合形式要与全井防喷器相匹配；
- 应制定和落实井口装置、井控管汇、钻具内防喷工具、监测仪器、净化设备、井控装置的安装、试压、使用和管理的规定。井底静止温度为 120°C 以上，地层压力为 45 MPa 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 75 m ；含硫化氢天然气井放喷管线出口应接至距井口 100 m 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 $1.0\sim 1.125$ ，抗内压为 $1.05\sim 1.25$ 。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；
- 含硫化氢的井在温度低于 93°C 井段应使用抗硫套管；含二氧化碳的井应使用抗二氧化碳的套管；既含硫化氢又含二氧化碳的井应视各自含量情况选用既抗硫又抗二氧化碳的套管。高压盐岩层和地应力较大的井应使用厚壁套管、外加厚套管等高抗外挤强度套管并符合 4.5.5 的规定；
- 在进行套管柱强度设计时，高温高压天然气井的生产套管抗内压设计除满足井口最大压力外，并应考虑满足进一步采取措施时压力增加值（如压裂等增产措施）及测试要求；中间技术套管抗内压强度设计应考虑再次开钻后高压水层及最高地层压力；
- 套管柱上串联的各种工具、部件都应满足套管柱设计要求，且螺纹应按同一标准加工；
- 固井套管和接箍不应损伤和锈蚀。

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 $1\text{ MPa}\sim 2\text{ MPa}$ ；
- 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 10 m/h （特殊井和油气层保护的需

要油气上窜速度控制在 10 m/h~30 m/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 井场布置及设备安装

5.2.4.1 井场布置

5.2.4.1.1 井场布置应遵循下列原则：

- 根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置；
- 充分利用地形,节约用地,方便施工；
- 满足防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求；
- 在环境有特殊要求的井场布置时,应有防护措施；
- 有废弃物回收、利用、处理设施或措施。

5.2.4.1.2 井场方向、井位、大门方向、井场面积确定和井场设备布置及安全标志的设置应符合国家现行标准关于钻前工程及井场布置的技术要求。

5.2.4.2 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,防碰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 井控装置的安装、试压、使用和管理

5.2.5.1 井控装置的安装

5.2.5.1.1 钻井井口装置应符合下列规定：

- a) 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；
- b) 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；
- c) 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；
- d) 防喷器远程控制台安装要求：
 - 1) 应安装在面对井架大门左侧、距井口不少于 25 m 的专用活动房内,距放喷管线或压井管线应有 1 m 以上距离,并在周围留有宽度不少于 2 m 的人行通道、周围 10 m 内不应堆放易燃、易爆、易腐蚀物品；
 - 2) 管排架与防喷管线及放喷管线的距离应不少于 1 m,车辆跨越处应装过桥盖板；不允许在管排架上堆放杂物和以其作为电焊接地线或在其上进行焊割作业；
 - 3) 总气源应与司钻控制台气源分开连接,并配置气源排水分离器,严禁强行弯曲和压折气管束；
 - 4) 电源应从配电板总开关处直接引出,并用单独的开关控制；
 - 5) 蓄能器完好,压力达到规定值,并始终处于工作压力状态。

5.2.5.1.2 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 78 mm。

5.2.5.1.3 放喷管线安装要求:

- 放喷管线至少应有两条,其通径不小于 78 mm;
- 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 0.3 m 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 75 m 以上的安全地带,距各种设施不小于 50 m;
- 管线每隔 10 m~15 m、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 10 m 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 20 mm,长度大于 0.5 m。

5.2.5.1.4 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 50 m 以上。

5.2.5.2 井控装置的试压

5.2.5.2.1 试压值应符合下列要求:

- 防喷器组应在井控车间按井场连接形式组装试压、环形防喷器(封闭钻杆,不试空井)、闸板防喷器和节流管汇、压井管汇、防喷管线试额定工作压力;
- 在井上安装好后,试验压力在不超过套管抗内压强度 80% 的前提下,环形防喷器封闭钻杆试验压力为额定工作压力的 70%;闸板防喷器、方钻杆旋塞阀和压井管汇、防喷管线试验压力为额定工作压力;节流管汇按零部件额定工作压力分别试压;放喷管线试验压力不低于 10 MPa;
- 钻开油气层前及更换井控装置部件后,应采用堵塞器或试压塞按照本条第二项规定的有关条件及要求试压;
- 防喷器控制系统用 21 MPa 的油压作一次可靠性试压。

5.2.5.2.2 试压规则应符合下列要求:

- 除防喷器控制系统采用规定压力油试压外,其余井控装置试压介质均为清水;
- 试压稳压时间不少于 10 min,允许压降不大于 0.7 MPa,密封部位无渗漏为合格。

5.2.5.3 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 7 MPa 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 0.2 m/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 14 MPa 情况下,允许以不大于 0.2 m/s 的速度上下活动钻具,但不准转动钻具或过钻具接头;
- 当井内有钻具时,不应关闭全封闸板防喷器;

- 严禁用打开防喷器的方式来泄井内压力；
- 检修装有铰链侧门的闸板防喷器或更换其闸板时，两侧门不能同时打开；
- 钻开油气层后，定期对闸板防喷器开、关活动及环形防喷器试关井（在有钻具条件下）；
- 井场应备有一套与在用闸板同规格的闸板和相应的密封件及其拆装工具和试压工具；
- 对防喷器及其控制系统及时按国家现行标准关于钻井井控装置组合配套安装调试维修的规定进行维护保养；
- 有二次密封的闸板防喷器和平行闸板阀，只能在密封失效至严重漏失的紧急情况下才能使用，且止漏即可，待紧急情况解除后，立即清洗更换二次密封件；
- 平行闸板阀开、关到底后，应回转 $1/4$ 圈~ $1/2$ 圈。其开、关应一次完成，不应半开半闭和作节流阀用；
- 压井管汇不能用作日常灌注钻井液用；防喷管线、节流管汇和压井管汇应采取防堵、防漏、防冻措施；最大允许关井套压值在节流管汇处以明显的标示牌标示；
- 井控管汇上所有闸阀都应挂牌编号并标明其开、关状态；
- 采油（气）井口装置等井控装置应经检验、试压合格后方可上井安装；采油（气）井口装置在井上组装后还应整体试压，合格后方可投入使用。

5.2.5.4 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 开钻前验收

5.2.6.1 钻井监督或开钻前应由甲方或甲方委托的施工监督单位组织，对道路、井场、设备及电气安装质量、通信、井场安全设施、物资储备、应急预案等进行全面检查验收，经验收合格后方可开钻。

5.2.6.2 钻开油气层前验收

5.2.6.2.1 应加强地层对比，及时提出可靠的地质预报。

5.2.6.2.2 在进入油气层前 50 m~100 m，应按照下步钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。调整井应指定专人检查邻近注水、注气（汽）井停注、泄压情况。

5.2.6.2.3 钻进监督或钻井队技术人员向钻井现场所有工作人员进行工程、地质、钻井液、井控装置和井控措施等方面的技术交底，提出具体要求，并应组织进行防喷、防火演习，含硫化氢地区钻井还应进行防硫化氢演习，直至合格为止。

5.2.6.2.4 落实 24 h 轮流值班制度和“坐岗”制度，指定专人、定点观察溢流显示和循环池液面变化，检查所有井控装置、电路和气路的安装及功能是否正常，并按设计要求储备足够的加重钻井液和加重材料，并对储备加重钻井液定期循环处理。

5.2.6.2.5 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 钻进

5.2.7.1 常规钻进

5.2.7.1.1 钻进时应严格按照规定程序和操作规程进行操作，选择合理的钻具组合和适当的钻井液，钻进时应根据井内、地面设备运转、仪表信息变化情况，判断分析异常情况，及时采取相应措施。

5.2.7.1.2 及时观察钻头运行情况，发现异常及时更换钻头；钻具在井内不应长时间静止，钻达下技术（油层）套管深度后，应根据设计及时测井、固井等作业。

5.2.7.1.3 开钻前检查、第一次钻井，再次钻进，接单根、起下钻、换钻头、钻水泥塞、油气层钻进等应符

合国家现行标准关于常规钻进的安全技术要求。

5.2.7.1.4 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 井口与套管保护

5.2.8.1 各层次套管要居中,保持天车、井口与转盘在一条垂直线上,其偏差应控制在规定范围内。

5.2.8.2 对于钻井周期较长的井、大位移井、水平井,在表层套管、技术套管内的钻井作业应采取有效措施减少磨损套管。

5.2.8.3 高温、高压、高含硫化氢井及套管长期受磨损井在打开目的层前应对上层套管进行磨损检查,并根据磨损情况决定打开目的层前是否采取补救措施,并符合 5.2.3.5 的规定。

5.2.8.4 对于下完尾管继续钻进的井,若决定测试时,应先回接套管至井口,并常规固井。

5.2.8.5 大直径表层套管应保证圆井周围不窜漏。复杂地区坚硬地层的表层套管下套管时应采取防倒扣的措施。

5.2.8.6 防喷器应在井架底座上绷紧固定。

5.2.8.7 钻水泥塞钻头出套管,应采取有效措施保证形成的新井眼与套管同心,防止下部套管倒扣及磨损。

5.2.8.8 在施工中,气井套管环空应安装压力表,接出引流放喷管线,并定期检查环空压力变化,需要时及时泄压,将环空压力控制在允许安全范围之内。

5.2.8.9 套管头内保护套应根据磨损情况及时调换位置或更换。

5.2.8.10 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 中途测试

5.2.9.1 中途测试应有包括安全内容的测试设计,并按审批程序审批。

5.2.9.2 中途测试前应按设计调整好钻井液性能,保证井壁稳定和井控安全,测取井径曲线,确定座封位置。

5.2.9.3 中途裸眼井段座封测试应在规定时间内完成,防止卡钻。

5.2.9.4 高温高压含硫化氢油气层应采用抗硫油管测试。严格限制在含硫化氢地层中用非抗硫化氢的测试工具进行测试工作。

5.2.9.5 对高压、高产天然气井和区域探井测试时,应接好高压水泥车。

5.2.9.6 下钻中若发现测试阀打开,出现环空液面下降,应立即上提管串,同时反灌钻井液。

5.2.9.7 测试阀打开后如有天然气喷出,应在放喷出口处立即点火燃烧。

5.2.9.8 测试完毕后,起封隔器前如钻具内液柱已排空,应打开反循环阀,进行反循环压井,待井压稳后才能起钻。

5.2.10 完井

5.2.10.1 下套管

5.2.10.1.1 吊套管上钻台,应使用适当的钢丝绳,不应使用棕绳。

5.2.10.1.2 各岗位人员应配合好,套管入鼠洞时司钻应注意观察,套管上扣时应尽量使用套管动力钳,下套管时应密切观察指重表读数变化并按程序操作,发现异常及时处理。

5.2.10.2 固井

5.2.10.2.1 摆车时应有专人指挥,下完套管后当套管内钻井液未灌满时不应接水龙带开泵洗井。

5.2.10.2.2 开泵顶水泥浆时所有人员不应靠近井口、泵房、高压管汇和安全阀附近及管线放压方向。

5.2.11 复杂情况的预防与处理

5.2.11.1 发生顿钻、顶天车、单吊环起钻、水龙头脱钩等情况时,应按相应的要求和程序进行处理。

5.2.11.2 当发生井涌、井漏、井塌、砂桥、泥包、缩径、键槽、地层蠕变、卡钻、钻井或套管断落、井下落物等,应按国家现行标准的技术要求处理。

5.2.11.3 井喷失控处理

5.2.11.3.1 实施井喷着火预防措施,设置观察点,定时取样,测定井场及周围天然气、硫化氢和二氧化碳含量,划分安全范围。

5.2.11.3.2 根据失控状况及时启动应急预案,统一组织、协调指挥抢险工作。含硫化氢油气井的防护应符合 4.5.6 的规定。

5.3 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 设施、仪器安装调校

5.3.2.1 仪器房中应配置可燃气体报警器和硫化氢监测仪。

5.3.2.2 高压油气井、含硫化氢气井的气测录井仪器房应具有防爆功能,安全门应定期检查,保持灵活方便。

5.3.2.3 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 录井作业

5.3.3.1 钻具、管具应排放整齐,支垫牢固,进行编号和丈量。

5.3.3.2 井涌、钻井液漏失时应及时向钻井队报警。

5.3.3.3 氢气发生器应排气通畅,不堵不漏。

5.3.3.4 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 30 m。

5.3.3.5 发生井喷时,启动应急预案。

5.3.3.6 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 生产准备

5.4.1.1 应根据危险源辨识、风险评估,编制测井施工方案和应急预案,并按审批程序审批。

5.4.1.2 测井车接地良好,地面仪器、仪表应完好无损,电器系统不应有短路和漏电现象,电缆绝缘、电阻值应达到规定要求。

5.4.1.3 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 现场施工

5.4.2.1 现场施工作业

5.4.2.1.1 测井作业前,队长应按测井通知单要求向钻井队(作业队、采油队)详细了解井下情况和井场安全要求,召开班前会,应要求测井监督人员及相关人员参加。在作业前提出安全要求应有会议记录,并将有关数据书面通知操作工程师和绞车操作者。钻井队(作业队、采油队)应指定专人配合测井施工。

5.4.2.1.2 测井作业时,测井人员应正确穿戴劳动防护用品。作业区域内应戴安全帽,应遵守井场防火防爆安全制度,不动用钻井队(作业队、采油队)设备或不攀登高层平台。

5.4.2.1.3 测井施工前,应放好绞车掩木,复杂井施工时应对绞车采取加固措施,防止绞车后滑。

5.4.2.1.4 气井施工,发动(电)机的排气管应戴阻火器,测井设备摆放应充分考虑风向。

5.4.2.1.5 接外引电源应有人监护,应站在绝缘物上,戴绝缘手套接线。

5.4.2.1.6 绞车和井口应保持联络畅通。夜间施工,井场应保障照明良好。

5.4.2.1.7 在上提电缆时,绞车操作者要注意观察张力变化,如遇张力突然增大,且接近最大安全拉力时,应及时下放电缆,上下活动,待张力正常后方可继续上提电缆。

5.4.2.1.8 测井作业时,应协调钻井队(作业队、采油队)及时清除钻台作业面上的钻井液。冬季测井施工,应用蒸汽及时清除深度丈量轮和电缆上的结冰。测井作业时,钻井队(作业队、采油队)不应进行

影响测井施工的作业及大负荷用电。

5.4.2.1.9 下井仪器应正确连接,牢固可靠。出入井口时,应有专人在井口指挥。绞车到井口的距离应大于 25 m。并设置有紧急撤离通道。

5.4.2.1.10 电缆在运行时,绞车后不应站人,不应触摸和跨越电缆。

5.4.2.1.11 仪器车和绞车上使用电取暖器时,应远离易燃物,负荷不得超过 3 kW,应各自单拉电源线。不应使用电炉丝直接散热的电炉;车上无人时,应切断电源。

5.4.2.1.12 遇有七级以上大风、暴雨、雷电、大雾等恶劣天气,应暂停测井作业;若正在测井作业,应将仪器起入套管内。

5.4.2.1.13 队长在测井过程中,应进行巡回检查并做记录。测井完毕应回收废弃物。

5.4.2.2 裸眼井测井

5.4.2.2.1 裸眼井段电缆静止不应超过 3 min(特殊施工除外)。仪器起下速度要均匀,不应超过 4 000 m/h,距井底 200 m 要减速慢下;进套管鞋时,起速不应超过 600 m/h,仪器上起离井口约 300 m 时,应有专人在井口指挥,减速慢起。

5.4.2.2.2 在井口装卸放射源,应先将井口盖好。

5.4.2.3 套管井测井

5.4.2.3.1 井口防喷装置应定期进行检查、更换密封件。

5.4.2.3.2 进行生产井测井作业,打开井口阀门前应检查井口防喷装置、仪器防掉器等各部分的连接及密封状况。

5.4.2.3.3 开启和关闭各种阀门,应站在阀门侧面。开启时应缓慢进行,待阀门上下压力平衡后,方可将阀门完全打开。

5.4.2.3.4 抽油机井测井作业,安装拆卸井口时,抽油机应停止工作,测井作业期间应有防止机械伤害措施。

5.4.2.3.5 仪器上提距井口 300 m 减速,距井口 50 m 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 900 m/h。若发现电缆缠绕油管,应首先采用转动偏心井口的方法解缠。

5.4.2.4 复杂井测井

5.4.2.4.1 复杂井测井作业,应事先编制施工方案,报请主管部门批准后方可施工,施工前应 与钻井队(作业队、采油队)通告方案相关情况。

5.4.2.4.2 下井仪器遇阻,若在同一井段遇阻 3 次,应记录遇阻曲线,并由钻井队下钻通井后再进行测井作业。

5.4.2.4.3 仪器遇卡时,应立即通告井队并报主管部门,在解卡过程中,测井队允许的最大净拉力值不应超过拉力棒额定拉断力的 75%;如仍不能解卡,应用同等张力拉紧电缆,进一步研究解卡措施。

5.4.2.4.4 在处理解卡事故上提电缆时,除担任指挥的人员外,钻井和测井人员应撤离到值班房和车内,其他人员一律撤出井场。

5.4.2.4.5 在测井过程中,若有井涌迹象,应将下井仪器慢速起过高压地层,然后快速起出井口停止测井作业。

5.4.2.4.6 遇有硫化氢或其他有毒有害气体特殊测井作业时,应制定出测井方案,待批准后方可进行测井作业。

5.4.2.5 安全标志、检测仪器和防护用具

5.4.2.5.1 危险物品的运输应设下列警示标志:

——运输放射源和火工品的车辆(船舶)应设置相应的警示标志;

——测井施工作业使用放射源和火工品的现场应设置相应的安全标志。

5.4.2.5.2 测井队应配备的检测仪器:

- 测井队应配备便携式放射性剂量监测仪,定期检查并记录;
- 从事放射性的测井人员每人应配备个人放射性剂量计,定期检查并记录;
- 在可能含有硫化氢等有毒有害气体井作业时,测井队应配备一台便携式硫化氢气体监测报警仪。定期检查并记录。

5.4.2.5.3 从事下列作业的人员,应配备相应的防护用品:

- 测井人员应按相关的规定配备防护用品;
- 装卸放射源的人员应按规定配备防护用品;
- 装卸、押运火工品的人员应按规定配备防护用品。

5.4.3 放射源的领取、运输、使用和防护

5.4.3.1 放射源的领取和运输应符合下列要求:

- 测井队应配押源工;
- 押源工负责放射源领取、押运、使用、现场保管及交还;
- 押源工将放射源装入运源车、检查无误后锁闭车门;
- 运源车应采用运源专用车;
- 运源车应按指定路线行驶,不应搭乘无关人员,不应在人口稠密区和危险区段停留。中途停车、住宿时应有专人监护。

5.4.3.2 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 射孔

5.4.4.1 应根据危险源辨识、风险评估,编制射孔施工方案和应急预案,并按审批程序审批。

5.4.4.2 射孔作业应按设计要求进行。

5.4.4.3 火工品的领取、运输和使用

5.4.4.3.1 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 60 km/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 20 km/h 以下;
- 途中遇有雷雨时,车辆应停放在离建筑物 200 m 以外的空旷地带;
- 火工品应采用专车运输。

5.4.4.3.2 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 3 m 以外的工作区,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 200 m 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 设计安全原则

5.5.1.1 设计应由认可的单位承担,并按审批程序审批,如需变更,按变更审批程序审批。

5.5.1.2 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 地质设计

5.5.2.1 应提供本井的地质、钻井及完井基本数据,包括井身结构、钻开油气层的钻井液性能、漏失、井涌,钻井显示、取心以及完井液性能、固井质量、水泥返高、套管头、套管规格、井身质量、测井、录井、中途测试等资料。

5.5.2.2 应根据地质资料进行风险评估并编制安全提示。

5.5.2.3 应提供区域地质资料、邻井的试油(气)作业资料,及本井已取得的温度、压力、产量及流体特性等资料,并应特别注明硫化氢、二氧化碳的含量和地层压力。

5.5.2.4 应提供井场周围 500 m 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 1 000 m 以内的资料。

5.5.3 工程设计

5.5.3.1 应根据地质设计编制工程设计,并根据地质设计中的风险评估、安全提示及工程设计中采用的工艺技术制定相应的安全措施,并按设计审批程序审批。

5.5.3.2 所选井口装置的性能压力应满足试油和作业要求。高压、高产及含硫化氢油(气)井应采用配有液压(或手动)控制阀门的采油(气)树及地面控制管汇。对重点高压含硫化氢油(气)井井口装置应进行等压气密检验。其性能应满足抗高温、抗硫化氢、防腐的要求,并符合 4.5.5 的规定。

5.5.3.3 井筒、套管头和井口控制装置应试压合格后方可使用。

5.5.3.4 含硫化氢、二氧化碳的油(气)井,应有抗硫化氢、防腐蚀措施。下井管柱应具有抗硫化氢、二氧化碳腐蚀的能力,并符合 4.5.5 的规定。

5.5.3.5 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 试油(气)和井下作业地面设备

5.5.4.1 根据井深、井斜及管柱重量,选择修井机械、井架和游动系统等配套设备。

5.5.4.2 钻台或修井操作台应满足井控装置安装、起下钻和井控操作要求。

5.5.4.3 根据设计选择地面测试流程。高压天然气井的地面测试流程应包括紧急关闭系统。

5.5.4.4 分离器及闸门、流程管线按分离器的工作压力试压；分离器通畅，闸门灵活可靠，扫线干净。

5.5.4.5 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 30 m 以上，火炬应距离井口、建筑物及森林 50 m 以外，含硫化氢天然气井火炬距离井口 100 m 以外，且位于主导风向的两侧。

5.5.4.6 含硫化氢、二氧化碳的油(气)井，从井口到分离器出口的设备、流程，应抗硫化氢、抗二氧化碳腐蚀，并符合 4.5.5 的规定。

5.5.5 井控装置

5.5.5.1 试油(气)和井下作业的井均应安装井控装置，高压高产油(气)井应安装液压防喷器及(或)高压自封防喷器，并配置高压节流管汇。

5.5.5.2 含硫化氢、二氧化碳井，井控装置、变径法兰应具有抗硫化氢、抗二氧化碳腐蚀的能力，并符合 4.5.5 的规定。

5.5.5.3 井控装置(除自封防喷器外)、变径法兰、高压防喷管的压力等级应与油气层最高地层压力相匹配，按压力等级试压合格。

5.5.5.4 在钻台上应配备具有与正在使用的工作管柱相适配的连接端和处于开启位置的旋塞球阀。当同时下入两种或两种以上的管柱时，对正在使用的每种管柱，都应有一个可供使用的旋塞球阀。

5.5.5.5 井控装置应统一编号建档，有试压合格证。

5.5.6 试油(气)和井下作业管柱

5.5.6.1 高温高压油(气)井应采用气密封油管，下井管柱丝扣应涂耐高温高压丝扣密封脂，管柱下部应接高温高压伸缩补偿器、压力控制式循环阀和封隔器。

5.5.6.2 含硫化氢、二氧化碳的井，下井管柱应具有抗硫化氢、抗二氧化碳腐蚀的性能，压井液中应含有缓蚀剂，并符合 4.5.5 的规定。

5.5.7 施工

5.5.7.1 施工准备

施工作业前，应详细了解井场内地下管线及电缆分布情况。掌握施工工程设计，按设计要求做好施工前准备，应对井架、场地、照明装置等进行检查，合格后方可施工。

5.5.7.2 井场布置应符合下列规定：

- 油、气井场内应设置明显的防火防爆标志及风向标；
- 施工中进出井场的车辆排气管应安装阻火器。施工车辆通过井场地面裸露的油、气管线及电缆，应采取防止碾压的保护措施；
- 井场的计量油罐应安装防雷防静电接地装置，其接地电阻不大于 10 Ω ；
- 立、放井架及吊装作业应与高压电等架空线路保持安全距离，并有专人指挥；
- 井场、井架照明应使用低压防爆灯具或隔离电源；
- 井场应设置危险区域、逃生路线、紧急集合点以及两个以上的逃生出口，并有明显标识；
- 井场设备安装完毕后应按设计及安全技术要求进行开工验收，合格后方可开工。

5.5.7.3 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。

5.5.10 完井

5.5.10.1 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。

5.5.10.2 完井管柱下完后,装好采油(气)树并进行紧固试压。

5.5.10.3 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。

5.5.10.4 高温、高压、高产及含硫化氢井应安装井下安全阀等井下作业工具、地面安全控制系统和井口测温装置,并符合 4.5.5 的规定。

5.5.10.5 油套环空应充注保护隔离液。

5.5.11 弃井及封井

5.5.11.1 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。

5.5.11.2 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。

5.5.11.3 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。

5.5.12 复杂情况的预防与处理

5.5.12.1 试油(气)和井下作业应明确井控岗位职责。

5.5.12.2 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。

5.5.12.3 起出井内管柱后,在等待时,应下入部分管柱。

5.5.12.4 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。

5.5.12.5 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。

5.5.12.6 试油(气)和井下作业现场应按规定配备足够消防器材。

5.5.12.7 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。

5.5.12.8 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。

5.5.12.9 地层出砂严重应终止测试。

5.5.12.10 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。

5.5.12.11 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。

5.5.12.12 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。

5.5.12.13 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。

5.5.13 压裂、酸化、化堵

- 5.5.13.1 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。
- 5.5.13.2 井场内应设高压平衡管汇,各分支应有高压阀门控制。
- 5.5.13.3 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。

5.5.13.4 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 20 m 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。管线解堵时不应用明火烘烤;
- 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;
- 量油后量油尺不应放在罐顶;
- 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 $10\ \Omega$ 。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可交工投产;
- 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;
- $5\ 000\ \text{m}^3$ 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 $25\ \text{mm}^2$ 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;
- $1\ 000\ \text{m}^3$ 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 天然气处理

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 天然气脱硫及尾气处理

- 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 消防管理

应符合 7.2.2 的规定。

5.8 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规程,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℃的寒冷地带作业的设施应按定员配备100%的防寒救生服;
- 救生艇和救生筏应配有无无线电通信设备和救生物品;
- 在设施上应配备救生圈、抛绳设备和遇险信号,其数量、种类应根据设施结构特点配备;
- 救生和逃生设备应有检查和检验制度;
- 生活区应能容纳所有作业人员住宿,并提供急救处理设备;
- 有人驻守的设施,15人以上应设置专门医务室并配备医生。

6.1.2.2 海洋石油设施上的逃生通道应符合以下原则:

- 至少应设有两个尽可能远离并便于到达露天甲板和登艇甲板的逃生通道;
- 逃生通道应保持畅通;
- 通道上应有逃生标识;
- 通道上应有足够的应急照明系统。

6.1.2.3 海洋石油设施应定期进行救生、逃生的演习。

6.1.3 防冰与防台风

6.1.3.1 海洋石油设施防冰按以下要求执行:

- 在冰期作业的海洋石油设施和船舶应具有相适应的抗冰能力;
- 防冰应急预案应明确防冰应急机构与相关人员职责,掌握周边施救应急资源;
- 海洋石油设施应及时接收海冰预报,监测现场海冰情况,制定防冰措施,安排破冰船在设施周围破冰或值班;
- 在海冰将超过或已经超过海洋石油设施的设计抗冰能力时,应立即组织撤离平台工作;
- 海洋石油设施应保持与守护船、陆地应急值班室的通信畅通;

- 应对海洋石油设施上设备和管线进行巡回检查,并对设施桩腿周围的冰情做重点监测;
- 对设施的井口设备应有防冻和保温措施,未使用的管线应排空液体或进行保温伴热。

6.1.3.2 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 海洋石油锅炉、压力容器

6.1.4.1 应建立海洋石油锅炉、压力容器安全管理制度,制定操作规程,明确管理责任,健全技术档案。

6.1.4.2 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

除根据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 作业前

6.2.1.1 应对工区进行踏勘,调查作业海域碍航物情况、渔业活动情况,设置危险区域警戒线,制定避让措施。

6.2.1.2 分析作业中的风险,制定相应预防措施和应急预案。

6.2.2 作业中

6.2.2.1 施工作业应有护航船保护,护航船应具有相应能力。

6.2.2.2 多船协作时,主船船长负责安全作业协调。

6.2.2.3 地震船进入作业海域后,应进行应急演练。

6.2.2.4 作业中保持对周围海域的瞭望,防止其他船只进入作业海域,必要时进行拦截,并做好避让准备。

6.2.2.5 如有其他船只从电缆上通过时,驾驶人员应通知仪器操作员适当调节电缆深度。

6.2.2.6 空气枪震源应满足下列要求:

- 震源的设计应由地震主要技术负责人认可;
- 高压管系、压力容器应有合格证书。新压力容器应有出厂证书和检验报告。并按相关规定进行检验;
- 系统内的高压软管应根据产品的使用周期,按时进行更换;
- 在甲板上试枪,要进行无压试验;气枪提出水面,排尽枪内水雾时,压力应控制在 3.45 MPa (500 Psi) 以下,并应设定警戒区,有声音、灯光报警;
- 做好震源系统的日常维护和检查工作,对高压管系、安全阀、气瓶等关键部位,每月应检查一次,并做好记录,发现异常情况及时处理、解决;

——在作业区和主要通道处,应有明显的警示标志。

6.2.2.7 工作艇的作业安全要求应符合:

——除紧急情况外,工作艇作业应在白天且能见度良好的情况下进行;

——工作艇下水作业前需经船长批准;

——工作艇操作人员应经过专门培训并合格。

6.2.2.8 工作艇应保持与物探船的通信联系。

6.2.2.9 工作艇进行水下电缆维护时,应安排护航船对工作艇进行看护,当出现紧急情况时应及时进行救助。

6.2.2.10 工作艇收回后,应及时检修和保养,并做好记录。

6.2.3 作业结束

6.2.3.1 作业结束后,应严格按操作程序收回水下设备。

6.2.3.2 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 设计原则和依据应符合 5.2.1 的规定。

6.3.2 钻井地质设计应符合 5.2.2 中除 5.2.2.3 以外的规定。

6.3.3 钻井工程设计应符合 5.2.3 中除 5.2.3.4 以外的规定。同时,在固井设计中应考虑隔水套管、补偿提升装置的有关内容。

6.3.4 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 钻进

6.3.8.1 平台经理、钻井队长、司钻、副司钻等以上钻井作业人员应具有司钻操作证,在起钻开始和下钻后期以及处理复杂情况时,应由司钻以上钻井作业人员操作。

6.3.8.2 在钻进中,应注意观察钻台上各种仪表的变化,观察溢流与井漏情况和设备运行情况等,如有异常应及时汇报平台经理和钻井总监。

6.3.8.3 常规钻进除应符合 5.2.6.1 的规定外,起、下钻还应按以下规定执行:

——遇七级以上大风或其他恶劣天气,不应进行起、下钻作业;

——应考虑半潜式钻井平台沉浮漂移对作业的影响;

- 每个班次应对游动系统防碰装置进行一次功能试验；
- 应通过计量罐向井内灌满钻井液以平衡地层压力，并注意观察井内溢流及漏失情况。

6.3.8.4 欠平衡钻井

应符合 5.2.7.1.4 的规定。

6.3.9 钻开油气层

6.3.9.1 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 100 m，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 5 m，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 3 m~5 m，应进行地层破裂压力试验（隔水导管和碳酸盐地层除外）；
- 储备足够量的高密度钻井液、重晶石和堵漏材料。

6.3.9.2 钻开油气层后，应符合以下要求：

- 每个班次、更换钻头、钻具重新组合、钻井液密度变化时，应进行低泵冲泵压试验，并记入专用记录簿中作为压井时参考依据；
- 每个倒班次应按规定进行防喷演习；
- 钻开油气层后要及时掌握井下油气上窜速度。起钻前含气量不超过 10%，起钻时油气上窜速度不超过 50 m/h；
- 如钻速突然加快，在钻井进尺 1.5 m 内，应停钻循环观察并立即汇报平台经理和钻井总监，如井下情况正常，恢复钻进，如发现溢流应立即处理；
- 在油气层钻进过程中，司钻岗位操作者应注意掌握钻井参数及钻井液密度和量的增减变化情况，若有异常，应立即报告平台经理和钻井总监，同时根据井下情况采取相应的处理措施；
- 钻开油气层后的起、下钻作业中，由于修理设备和其他原因，要中断起、下钻作业，钻柱上要接好回压阀；
- 加强可燃气体的监测和火源、热源的管理，必要时可禁止热工和冷工作业；
- 在高压油气层电测时，井内钻井液静止时间一般不超过 24 h，超过则应采取通井后再测井；
- 空井或电测时，应用计量罐循环观察井口溢流现象并定时做好记录。

6.3.10 下套管

6.3.10.1 下套管时，应注意观察钻井液出口管钻井液的返出情况，若有异常，应立即报告平台经理和钻井总监，同时根据井下情况采取相应的处理措施。

6.3.10.2 下套管遇阻、遇卡活动套管时，应密切注意指重表悬重的变化。上提负荷不应超过套管抗拉强度的 70%。

6.3.11 井口与套管保护、中途测试、复杂情况的预防与处理应符合 5.2.8、5.2.9、5.2.11 的规定。

6.3.12 弃井

6.3.12.1 弃井作业应满足以下条件：

- 同压力体系地层应经充分封堵；防止地层内的流体进入井眼、井内流体流出海底泥面；
- 封堵地层或井眼的水泥塞和桥塞的位置应避开自由套管段，并经检测合格。

6.3.12.2 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 4 m，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 测试除应符合 5.5(5.5.2.4、5.5.4.5 和 5.5.7 除外)的规定外，还应满足以下规定：

- 应按设计要求对测试设备和仪器仪表进行分段试压；
- 燃烧放喷时应根据风向及时切换燃烧器，确保顺风燃烧。平台两侧的消防、喷淋设备应保持正常工作；
- 流动测试期应定时检查测试流程有无刺漏发生；
- 当平台风力超过七级时，应暂停作业；
- 酸化作业时，严禁非工作人员穿越高压管汇，若发现有刺漏现象应立即停泵；
- 地面测试树及阻流管汇在每层测试前应重新试压。

6.5.3 延长测试

6.5.3.1 作业前，应制定相关的应急预案。

6.5.3.2 系泊装置安装与储油设施联接要严格遵守设计要求，至少应做到：

- 系泊点设置要充分考虑风、浪、流对储油设施系带、停泊和解脱安全的影响；
- 综合考虑各种因素，确定系泊点至钻井船（平台）的安全距离，在任何情况下避免发生碰撞；
- 根据作业海区的水深和海底浅层地质情况选择符合类型要求和质量要求的系泊锚。

6.5.3.3 平台上应按延长测试的设计要求配备足够的消防器材、可燃气体探测仪和探头。

6.5.3.4 钻井和延长测试同时作业时，应按照边钻边采联合作业的有关要求实施。

6.5.3.5 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 采油作业

6.7.1.1 海洋油气田各系统调试完成后，应经过安全检查符合要求才能进行试生产。

6.7.1.2 进行采油作业前,应制定专门的安全措施,落实安全应急岗位职责,并进行消防、弃平台、救生和有毒有害气体防护等演习。

6.7.1.3 海洋油气田上的所有消防、安全、救生等设施、设备、器材,应保持齐全和性能良好。

6.7.1.4 海洋油气田应配备一定数量的正压式呼吸器,正压式呼吸器的配备应符合国家现行标准关于含硫化氢油气井安全钻井的规定。

6.7.1.5 进入生产区应穿戴合格的劳动防护用品。

6.7.1.6 开关井期间,应保持各方联系,平稳控制各生产参数。

6.7.1.7 海洋油气田应配备守护船值班。

6.7.1.8 应定期检查各测试开关、仪表,保证其性能良好。

6.7.1.9 应定期检查测试安全系统和应急关断系统。

6.7.2 钢丝作业

6.7.2.1 作业前,应召开作业技术交底会,交待作业程序、技术要求和安全注意事项。

6.7.2.2 作业人员应熟悉作业的管柱结构及技术要求,严格执行安全作业程序。

6.7.2.3 下井作业前,应严格检查所有的下井工具(包括钢丝),确保符合相关技术要求后,方可进行作业。

6.7.2.4 工具下井前,应对防喷管进行压力试验,使其符合相关技术标准。防喷管应安装牢固,钢丝导向轮要对准防喷管入口。

6.7.2.5 防喷管内充有高压时,应有高压危险标识。

6.7.2.6 作业结束,应确认防喷管放空无压后,才能卸防喷管,取出工具。放空时,应把软管接到安全处并加以固定。

6.7.2.7 正常作业时,钢丝的最大拉力不超过钢丝弹性的极限。

6.7.2.8 钢丝绳在下井时要防止打结。

6.7.3 修井作业

6.7.3.1 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 立井架应按操作规程及技术要求进行,井架大钩应与井口中心对正。

6.7.3.3 起下钻作业应符合 5.5.4.2 的规定。

6.7.3.4 压、洗井作业应符合下列要求:

- 应保持压井液性能稳定、调配均匀、计量准确、密度合适;
- 压井前对管线进行试压,试压压力为工作压力的 1.5 倍;
- 按规程循环压井,进出口密度相差不超过 2%,不喷不漏;停泵后按设计技术标准观察 30min,井口无溢流无气泡为压井合格;
- 洗井后应做到无死油、腊块等其他杂物。

6.7.3.5 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 30 m~50 m,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 1 m 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，关阀封舱。

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，任何人不应使任何应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 陆上终端

6.8.4.1 设计、建造安装应按规范进行,并按有关规定进行检验。

6.8.4.2 终端应有符合要求的探测报警系统,消防系统和应急关断系统。

6.8.4.3 探测报警系统,消防系统和应急关断系统要进行检验。

6.8.4.4 操作人员接受安全和技术培训,并取得培训证书。

6.8.4.5 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

6.8.5.1 油气码头应具备以下条件:

- 油气船安全系泊的码头和指定锚地;
- 有安全离靠的港口水域和航道;
- 按规定备有消防设施;
- 船岸间有畅通的无线或有线通信系统;
- 码头设置专用安全通道,并为作业划定相应的安全区域。

6.8.5.2 油气码头的工作人员应经油气作业业务、安全作业和应急作业的培训,持证上岗。

6.8.5.3 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 船舶靠离海洋设施

6.9.1.1 靠离作业前的准备应按以下规定执行:

- 当船只首次靠离海洋设施时,船长应编制靠离作业方案;
- 海洋设施管理操作人员负责靠离作业的组织安排和协调管理,并向船舶提供靠离作业所需的相关情况和资料,明确向船舶下达靠离作业指令,作业指令应考虑在当时环境条件下对船舶安全操纵的影响;
- 船舶应确定靠离作业方式,并及时与海洋设施人员有效沟通;
- 参加靠离作业的人员应清楚作业任务和安全要求;
- 海洋设施和船舶应配备胜任的作业指挥和操作人员,确认双方通信保持畅通,统一作业中各种指挥信号并制定特殊情况的应急预案;
- 海洋设施和船舶的靠离作业所需的设备和用具处于正常、安全状态,并落实靠离作业的安全措施。

6.9.1.2 靠离作业应按以下规定执行:

- 靠离作业开始时,船长应采取安全合理的靠离作业方式,如当时的靠离作业对船舶或海洋设施构成安全风险和隐患,可向海洋设施人员提出变更船舶靠离作业方式和时间;
- 船舶由船长或具有船长资格的人员操纵;
- 非靠离作业的人员不应进入系泊作业区域;
- 船舶停靠期间,驾驶台、海洋设施作业现场应有值班人员,并保证靠离作业期间通信联系和应急准备;
- 靠离作业过程中,海洋设施应视缆重配备足够人员执行解系统缆作业;
- 如认为作业人员、船舶和海洋设施、环境等影响条件变化对靠离作业可能造成安全威胁时,应及时中止靠离作业。

6.9.1.3 如船舶或海洋设施在靠离作业中发生应急情况时,海洋设施和船舶应按应急计划进行实施和

处理。

6.9.2 守护作业

6.9.2.1 守护船除符合国家海事主管部门对船舶的要求外,应按以下规定执行:

- 守护船应经由海洋石油政府主管部门登记备案;
- 守护船应具备所在守护海区的适航能力、消防能力和救护能力;
- 守护船应有符合要求的营救区,营救区应尽可能远离推进器,并应有明显的标志;甲板上应有一个露天空间,能满足营救作业及直升机提升绞车或平台吊篮的操作;营救区和露天甲板应处于守护船船长视野之内,以便于指挥营救和操作;
- 应配备应急救助、撤离人员,所必需的器具。

6.9.2.2 守护船船员除取得船员适任证书外,还应符合以下要求:

- 守护船船员应经过海洋石油作业安全救生培训,并获有合格有效的培训证书;
- 至少有3名指定的船员具备营救落水人员的能力;
- 至少有3名指定的船员具备操纵救助艇的技能;
- 至少有两名船员经过医疗急救培训,具有急救处置、包扎及人工呼吸的知识和能力。

6.9.2.3 守护作业应按以下规定执行:

- 守护船在海洋设施附近执行守护任务时,应保持在能迅速有效履行其守护职责的守护距离范围内;
- 守护船应保持通信畅通,并有值班人员随时收听指令;
- 守护船驾驶台应有人值守,并负责注意瞭望,发现异常情况立即向船长报告。船长接到报告后应立即采取相应措施,并通知海洋设施人员,听从守护指令;
- 直升机在海洋设施起飞或降落时,守护船应按指令巡航,并做好消防、救生准备工作;
- 当海洋设施需守护船近距离守护时,须由船长操纵船舶,并做好救生准备工作;
- 海洋装置进行提油、试油等作业时,守护船应做好消防、救生准备;
- 守护船锚泊守护时,如船舶动力需维修、保养,应事先向海洋设施人员报告。

6.9.2.4 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 船舶拖航作业

6.9.3.1 拖航作业应按规定向海事管理机构申报,经检验合格后方可进行作业。

6.9.3.2 拖航前准备工作应按以下规定执行:

- 应编制拖航计划。拖航计划应至少包括:被拖物及拖航船资料、拖航组人员、拖航安排、应急计划;
- 召开拖航会议,对拖航安全风险进行评估;拖航计划应在拖航会议上审议并获得通过;
- 应确认一名拖航组长,拖航组长应具备船长适任资格,并熟悉被拖物性能者;
- 船舶和被拖物应做好拖航和锚泊工具、材料以及生活物质的配备;
- 拖航船舶和被拖物应做好拖航的检查工作,保持适航状态;
- 拖航船舶和被拖物应制定协调的拖航应急预案。

6.9.3.3 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

6.10.1 管道设计

6.10.1.1 海底管道路由选择

6.10.1.1.1 管道轴线应处于海底地形平坦且稳定的地段,应避免在海床起伏较大、受风浪直接袭击的岩礁区域内定线。若不可避免应采用有效防护措施。

6.10.1.1.2 应避开船舶抛锚区、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淤区。

- 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道开挖区域,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道、电缆交叉时,管道交叉部位的间距至少应保持 30 cm 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。

6.10.1.2 登陆点位置的确定按以下要求执行:

- 登陆点应尽量选择在不受台风、波浪经常严重袭击的位置,要避开强流、冲刷地段,登陆点的岸滩应是稳定不变迁的岸段;
- 海底管道的登陆地点要选择坡度合适的岸滩,以保证管道在施工运行期的安全。

6.10.1.3 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 管线铺设

6.10.2.1 管道铺设前,应进行如下技术准备:

- 编制海底管道安装程序、编制海底管道计算分析报告;
- 确定定位技术要求和主要定位设备清单、确定管道支撑滚轮高度和张紧器压块位置、编制托管架气密试验方案;
- 调试张紧器和 A/R 绞车系统。

6.10.2.2 管道铺设作业:应编制托管架角度、管道坡口和移船线路的设计文件,针对管线组对、焊接、无损检验、保温、防腐等作业,应编制管道安装程序、焊接程序和无损检验程序。

6.10.2.3 每道工序都应严格按批准的海底管道安装程序、安装技术规格书和有关计算分析报告的要求执行。

6.10.2.4 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 联合调试

6.10.3.1 应建立联合调试组织机构并明确管理职责。

- 6.10.3.2 应编制调试大纲或方案,明确主要调试内容;按调试大纲进行调试,记录调试的主要数据。
- 6.10.3.3 联合调试结束后,应编制遗留问题的解决方案,并落实遗留问题解决的责任单位和时间。
- 6.10.3.4 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 海底管道的监测、检测和评估

- 6.10.4.1 应建立海底管道检测与监控的制度,并遵守执行。
- 6.10.4.2 应通过检测与监控来保证管道系统运行的安全性与可靠性。
- 6.10.4.3 一旦发生影响管道系统安全、可靠性、强度和稳定性的事故应进行特殊检测。
- 6.10.4.4 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 物探作业

6.11.1.1 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(1 m)应用渡运工具。

6.11.1.2 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。

6.11.1.3 作业前应了解工区内潮汐的变化,凡海潮可达到安全水深(1 m)时,应换乘渡运工具。若无渡运工具,来潮前 1 h 时,应组织人员撤离涨潮区。

6.11.1.4 使用全道路式运输车时,不应超员乘坐,应将车门关严,将天窗打开。

6.11.1.5 在罗利冈类两栖车渡越潮沟时,所有乘员应下车并将车门打开。

6.11.1.6 乘坐挂机艇的所有人员应穿好救生服坐稳,不应在艇上打闹、随意走动。

6.11.1.7 水陆两栖设备上的通信、消防、救生等设备应根据有关规定并结合实际情况配备。

6.11.1.8 水陆两栖设备的仪表指示准确,报警指示灯有效,各操纵手柄、转向控制机构操纵灵活,制动系统有效。

6.11.1.9 水陆两栖设备的驱动机构、变速机构润滑油量及油温,液压系统液压油量及油温,冷却液液量及液温均应符合所用设备操作手册规定。

6.11.1.10 水陆两栖设备的发动机运转正常、无异响。装载不超过额定载荷。活动载荷应在货台中心线两侧均匀分布并固定。货台四周应设防护栏杆。

6.11.1.11 水陆两栖设备爬坡不应超过允许坡度。进出水域时应使两侧轮胎或履带同时入水或登岸。

6.11.1.12 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 1.2 m/s 或风力超过蒲氏六级时,应用缆绳牵引;
- 进入水深超过 1 m 水域或沿超过 20°陡岸入水,应倒退行驶;
- 在陆上与水中行驶时,应避免急速转弯。

6.11.1.13 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 0.8 m/s 时,漂浮行驶应使用缆绳牵引。

6.11.1.14 全道路式运输车应符合下列要求:

- 车门密封有效;
- 排水马达及泵运转正常;
- 装载不超过吃水线;
- 下水前,需认真检查前、后车厢放水塞是否安装妥当,并打开前车顶盖。

6.11.1.15 空气(气垫)船应符合下列要求:

- 应在规定的水深区域内行驶;

- 装载不应超过额定载荷,并保持船体平衡;
- 螺旋桨应有防护罩;
- 起动前,应观察附近地表情况,行驶中禁止急转弯。

6.11.1.16 挂机艇应至少配备以下种类的物品:

- 救生圈;
- 救生衣(定员的120%);
- 便携式甚高频对讲机、防水手电筒;
- 哨子或报警器;
- 备用桨;
- 常用工具(包括火花塞、安全销等)和备用绳索;
- 锚、打气筒。

6.11.1.17 挂机艇应有艇名和额定乘员人数的标志。

6.11.1.18 开艇前要认真检查各气室,确保气密。

6.11.1.19 挂机艇应按其操作手册规定操作。

6.11.1.20 发动机运行时不应加油。停机加油或艇上装载易燃易爆物品时,不应吸烟及动用明火。

6.11.1.21 若挂机艇附近水中有人,应空挡运行或关闭发动机。

6.11.1.22 挂机艇不应超载、偏载。

6.11.2 钻井、井下(试油)、采油作业

6.11.2.1 处在浅海地区的石油设施的消防设计,应考虑消防水源及储水装置。潮间带地区设计,应考虑石油设施所在地落潮后无法取水的时间间隔。消防水量应满足水喷淋、水幕、配置泡沫及冷却用水总量的需要。

6.11.2.2 在潮间带的石油作业设施,经发证检验机构同意,可免除救生艇、救助艇、气胀式救生筏的配备,但应配备能容纳设施定员的、有效的两栖救生装置。

6.11.2.3 两栖救生装置的设计、建造及试验应经发证检验机构认可。

6.11.2.4 在潮间带的石油作业设施应制定有针对性的应急预案。

6.11.2.5 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 滩海陆岸油田钻井、井下(试油)、录井、测井、采油等作业应符合第5章(5.2.3.4和5.5.4.5除外)的相关规定,而5.2.3.4和5.5.4.5应参照6.3.4和6.5.2第二项的要求。

6.12.3 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4 kg的干粉灭火器;
- 井口区配备2个35 kg以上的推车式干粉灭火器;
- 机器处所配备1个35 kg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30 m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5 d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 1.0 m;
 - 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 在滩海陆岸石油设施进行施工作业期间,只要有人进入,应配备车辆守护值班。
- 6.12.10 至少在滩海通井路入口处设置组合式安全警示标志、辅助标志或起落式挡车设施。
- 6.12.11 进入滩海陆岸油田的车辆,由业主单位签发滩海通井路通行证。严禁无通行证的车辆驶入滩海通井路。
- 6.12.12 严禁微型车辆、农用运输车、摩托车和拖拉机驶入滩海通井路。
- 6.12.13 对进入滩海通井路的车辆和驾驶员,在车辆和驾驶员执行任务期间,应严格按照有关规定进行监控管理。
- 6.12.14 大型土方运输、井队搬迁及多车辆进入滩海陆岸油田施工作业时,车队负责人或指派专人到现场组织、指挥车辆通行。
- 6.12.15 在预报大风(台风)、风暴潮等恶劣天气到来前,大型吊装、井架起放、起下管柱、高空作业及水面作业应提前采取避让措施。
- 6.12.16 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 管道线路

- 7.1.1.1 输油气管道路由的选择,应结合沿线城市、村镇、工矿企业、交通、电力、水利等建设的现状与规划,以及沿线地区的地形、地貌、地质、水文、气象、地震等自然条件,并考虑到施工和日后管道管理维护的方便,确定线路走向。
- 7.1.1.2 输油气管道不应通过城市水源地、飞机场、军事设施、车站、码头。因条件限制无法避开时,应采取保护措施并经国家有关部门批准。
- 7.1.1.3 输油气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩。
- 7.1.1.4 输油气管道采用地上敷设时,应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段,采取保护措施并设置明显的警示标志。
- 7.1.1.5 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 线路截断阀

- 7.1.2.1 输油气管道应根据管道所经过地区的地形、人口稠密度及重要建构筑物等情况设置线路截断

阀。必要时应设数据远传、控制及报警功能。

7.1.2.2 天然气管道线路截断阀的取样引压管应装根部截断阀。

7.1.2.3 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 管道穿跨越

7.1.3.1 输油气管道通过河流时,应根据河流的水文、地质、水势、地形、地貌、地震等自然条件及两岸的村镇、交通等现状,并要考虑管道的总体走向、管道管理维护的方便,选择合理的穿跨越位置及方式。

7.1.3.2 穿跨越设计应符合国家现行标准关于原油和天然气管道工程穿跨越设计的有关规定。

7.1.3.3 穿越河流管段在采用加配重块、石笼等方案施工时,应对防腐层有可靠的保护措施。

7.1.3.4 每年的汛期前后,输油气管道的管理单位应对穿跨越河流管段进行安全检查,对不满足防洪要求的穿跨越河流管段应及时进行加固或敷设备用管段。

7.1.3.5 汛期管道管理单位应及时了解输油气管道穿跨越河流上游洪水情况,采取防洪措施。上游水利、水库单位如有泄洪,应及时告知管道管理单位。

7.1.3.6 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 20 km 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 选址和总平面布置

7.2.1.1 站场选址应考虑地形、地貌、工程和水文地质条件。

7.2.1.2 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 消防

7.2.2.1 消防设施的设置应根据其规模、油品性质、存储方式、储存温度、火灾危险性及所在区域外部协作条件等综合因素确定。

7.2.2.2 消防系统投运前应经当地消防主管部门验收合格。

7.2.2.3 站场内建(构)筑物应配置灭火器,其配置类型和数量应符合建筑灭火器配置的相关规定。

7.2.2.4 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 防雷、防静电

7.2.3.1 站场内建构筑物的防雷,应在调查地理、地质、土壤、气象、环境等条件和雷电活动规律及被保护物特点的基础上,制定防雷措施。

7.2.3.2 装置内露天布置的塔、容器等,当顶板厚度等于或大于 4 mm 时,可不设避雷针保护,但应设防雷接地。

7.2.3.3 设备应按规定进行接地,接地电阻应符合要求并定期检测。

7.2.3.4 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 $10\ \Omega$,仅做防感应雷接地时,接地电阻不应大于 $30\ \Omega$ 。每组专设的防静电接地装置的接地电阻不应大于 $100\ \Omega$ 。

7.2.4 安全保护设施

7.2.4.1 对存在超压可能的承压设备,应设置安全阀。

7.2.4.2 安全阀、调压阀、ESD 系统等安全保护设施及报警装置应完好,并应定期进行检测和调试。

7.2.4.3 安全阀的定压应小于或等于承压设备、容器的设计压力。

7.2.4.4 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 站场设备

7.2.5.1 设备不应超温、超压、超速、超负荷运行。

7.2.5.2 输油泵机组应有安全自动保护装置,并明确操作控制参数。

7.2.5.3 应定期对原油加热炉炉体、炉管进行检测。间接加热炉还应定期检测热媒性能。

7.2.5.4 对调节阀、减压阀、安全阀、高(低)压泄压阀等主要阀门应按相应运行和维护规程进行操作和维护,并按规定定期校验。

7.2.5.5 管道的自动化运行应满足工艺控制和管道设备的保护要求,并应定期检定和校验。

7.2.5.6 应定时记录设备的运转状况,定期分析输油泵机组、加热设备、储油罐等主要设备的运行状态。

7.2.5.7 应对压力调节器、限压安全切断阀、线路减压阀和安全泄压阀设定参数进行测试。

7.2.5.8 每台压缩机组至少应设置下列安全保护:

- 进出口压力超限保护;
- 原动机转速超限保护;
- 启动气和燃料气限流超压保护;
- 振动及喘振超限保护;
- 润滑保护系统;
- 轴承位移超限保护;
- 干气密封系统超限保护;
- 机组温度保护。

7.2.5.9 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 25 m。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 -0.85 V (相对 Cu/CuSO_4 电极),但最低电位不应过负。

7.3.7 输油气管道应避开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 输油气站的进出站两端管道,应采取防雷击感应电流的措施。防雷击接地措施不应影响管道阴极保护效果。

7.3.10 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

7.4.1.1 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、液位等参数设置连锁保护和声光报警功能。

7.4.1.2 安全检测仪表和调节回路仪表信号应单独设置。

7.4.1.3 SCADA 系统配置应采用双机热备用运行方式,网络采用冗余配置,且在一方出现故障时应能自动进行切换。

7.4.1.4 重要场站的站控系统应采取安全可靠的冗余配置。

7.4.2 通信

7.4.2.1 用于调控中心与站控系统之间的数据传输通道、通信接口应采用两种通信介质,双通道互为备用运行。

7.4.2.2 输油气站场与调控中心应设立专用的调度电话。

7.4.2.3 调度电话应与社会常用的服务、救援电话系统联网。

7.4.3 辅助系统

7.4.3.1 SCADA 系统以及重要的仪表检测控制回路应采用不间断电源供电。

7.4.3.2 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;
- 重要或贵重测量仪表信号线的输入侧。

7.5 管道试运投产

7.5.1 一般要求

7.5.1.1 应制定投产方案并经审查批准。

7.5.1.2 投产前应对管道清管。

7.5.1.3 管道与设备投用前应进行强度试压和严密性试验。

7.5.1.4 投产前应按照设计文件和施工验收规范对管道、站场、自动化、供配电、通信、安全等系统及其他辅助工程进行投产条件检查。

7.5.1.5 投产前应对各单体设备进行试运。

7.5.1.6 全线整体联合试运前,各单体设备、分系统应调试合格。

7.5.2 原油管道投产的安全技术要求

7.5.2.1 应根据管道设备配置、管道原油的物性、管道沿线地温、管道敷设状况及社会依托情况确定投产方式。

7.5.2.2 高凝原油投产应采取防凝管的安全技术措施。

7.5.3 天然气管道投产的安全技术要求

7.5.3.1 管道投产进气前应进行干燥,干燥合格后的管道应采取防回潮措施。

7.5.3.2 应对管道内的空气用氮气或其他惰性气体进行置换,氮气或惰性气体段的长度应保证到达置换管线末端时空气与天然气不混合。

7.5.3.3 向管道内注氮时,进入管道的氮气温度不宜低于 5℃。

7.5.3.4 置换过程中的混合气体应利用放空系统放空。并以放空口为中心设立隔离区并禁止烟火。

7.5.3.5 置换进行时管道中氮气的排放应防止大量氮气聚集造成人员的窒息。管道中氮气流过大时应考虑提前多点排放。

7.6 管道清管与检测

7.6.1 管道清管

7.6.1.1 管道清管应制定科学合理的清管周期。对于首次清管或较长时间没有清管的管道,清管前应制定清管方案。

7.6.1.2 对于结蜡严重的原油管道,应在清管前适当提高管道运行温度和输量,从管道的末端开始逐段清管。

7.6.1.3 清管实施过程中应至少做好以下安全事项:

- 清管器在管道内运行时,应保持运行参数稳定,及时分析清管器的运行情况,对异常情况应采

取相应措施；

- 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；
- 在从收球筒中取出清管器和排除筒内油污、污物、残液时，应考虑风向；
- 清除的液体和污物应收集处理，不应随意排放；
- 输气管线清管应有防止硫化亚铁自燃的措施。

7.6.2 管道检测

7.6.2.1 应按照国家有关规定对管道进行检测，并根据检测结果和管道运行安全状况，合理确定管道检测周期。

7.6.2.2 管道内检测作业单位具有国家安全生产监督管理部门认可的检测资质。

7.6.2.3 内检测实施过程中应落实以下安全事项：

- 收发球筒的尺寸应满足内检测器安全运行的技术要求；
- 管道及其三通、弯头、阀门、运行参数等应满足内检测器的通过要求；
- 发送管道内检测器前，应对管道进行清管和测径；
- 内检测器应携带定位跟踪装置。检测器发送前应调试运转正常，投运期间应进行跟踪和设标。

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 管道维抢修

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应的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）具等物资应视具体情况进行相应的储备。

7.7.3 应合理配备管道抢修车辆、设备、机具等装备，并定期进行维护保养。

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。