



中华人民共和国国家标准

GB 40554.4—2025

海洋石油天然气开采安全规程 第4部分：滩海部分

Code of safety practice for offshore oil & gas exploration and production—
Part 4: Beach shallow

2025-05-30 发布

2025-12-01 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 III

引言 IV

1 范围 1

2 规范性引用文件 1

3 术语和定义 1

4 基本要求 2

5 海洋石油生产设施 2

 5.1 滩海陆岸石油设施 2

 5.2 石油人工岛 4

 5.3 海底管道 4

 5.4 固定平台 5

6 海洋石油作业设施 5

7 设备设施 5

 7.1 救逃生设备设施与消防设备 5

 7.2 电气与安全仪表设备 6

 7.3 通信设备 6

 7.4 交通设备 7

 7.5 钻修井设备 7

8 作业管理 7

 8.1 作业程序 7

 8.2 物探作业 7

 8.3 钻井作业 7

 8.4 录井作业 9

 8.5 测井作业 9

 8.6 井下作业 9

 8.7 特殊作业 11



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。

本文件是 GB 40554《海洋石油天然气开采安全规程》的第 4 部分。GB 40554 已经发布了以下部分：

- 第 1 部分：总则；
- 第 2 部分：海上部分；
- 第 3 部分：陆岸终端部分；
- 第 4 部分：滩海部分。

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。



引 言

为了加强海洋石油安全管理工作,保障从业人员生命和财产安全,防止和减少海洋石油生产安全事故,根据《中华人民共和国安全生产法》等法律,制定 GB 40554《海洋石油天然气开采安全规程》。

GB 40554 旨在规定从事海洋石油天然气开采作业活动过程的安全要求,由以下四个部分构成。



- 第 1 部分:总则。目的在于规定适用于海洋石油天然气开采的安全生产通用要求。
- 第 2 部分:海上部分。目的在于规定在海上(海图水深超过 5 m)进行海洋石油天然气开采作业活动过程的安全生产要求。
- 第 3 部分:陆岸终端部分。目的在于规定在陆岸终端进行海洋石油天然气开采作业活动过程的安全生产要求。
- 第 4 部分:滩海部分。目的在于规定在滩海(海图水深不足 5 m 含 5 m)进行海洋石油天然气开采作业活动过程的安全生产要求。

本文件作为 GB 40554 的第 4 部分,提出了海图水深小于 5 m 的海域从事海洋石油天然气开采作业活动的安全生产要求,明确了滩海石油生产设施、设备管理、作业管理、应急管理的安全技术指标,用于规范滩海石油安全管理行为,固化成熟经验和技术,控制滩海石油天然气开采作业活动风险,保障滩海石油天然气开采从业人员生命和财产安全,防止和减少海洋石油生产安全事故,为滩海石油天然气开采安全管理规范化、标准化提供依据。

海洋石油天然气开采安全规程

第4部分：滩海部分

1 范围

本文件确定了滩海石油天然气开采作业安全程序,规定了基本要求、海洋石油生产设施、海洋石油作业设施、设备设施及作业管理的安全要求、操作指示及转换条件,描述了对应的证实方法。

本文件适用于海图水深不足5 m(含5 m)海域的海洋石油天然气开采安全管理。

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 2894 安全色和安全标志

GB 15599 石油与石油设施雷电安全规范

GB 40554.1 海洋石油天然气开采安全规程 第1部分:总则

GB 40554.2 海洋石油天然气开采安全规程 第2部分:海上部分

GB 50057 建筑物防雷设计规范

GB 50084 自动喷水灭火系统设计规范

GB 50150 电气装置安装工程 电气设备交接试验标准

GB 50151 泡沫灭火系统技术标准

GB 50169 电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范

GB 50350 油田油气集输设计规范

GB 50370 气体灭火系统设计规范

GB/T 50493 石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准

GB 50974 消防给水及消火栓系统技术规范

3 术语和定义

GB 40554.1界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

石油人工岛 oil artificial island

在滩海水域内,以砂、石、混凝土等为主要材料建成的与陆地无连接的岛式构筑物及与勘探开发配套的石油设施。

3.2

滩海通井路 the road to the beach petroleum installations

在滩海区域内,修筑的陆地与滩海陆岸石油设施或滩海陆岸石油设施之间连接的通道。

3.3

滩海井台 beach platform

在滩海区域内,修筑的由滩海通井路与陆岸相连的无人驻守、只具备采油、注水等简单功能的构筑物。

4 基本要求

4.1 滩海石油天然气开采的安全生产除应符合本文件要求外,还应符合 GB 40554.1 的要求。

4.2 作业者和承包者应签订油气田外包工程安全生产管理协议,明确双方安全管理界面,落实风险分级管控、隐患排查治理和应急处置等措施。

4.3 作业者和承包者应根据作业类型建立并执行井控、硫化氢防护、变更管理、检维修作业、特殊作业等安全管理制度。

4.4 两个及以上生产作业单位在同一作业区域内进行可能危及对方安全的生产作业活动,应明确作业过程中各自的安全生产责任和应采取的安全措施,并指定安全管理人员进行安全检查与协调。

4.5 海洋石油生产设施应进行建造检验、生产期检验以及产品检验,建造检验包括陆上施工现场检验以及海上施工现场检验;生产期检验包括年度检验、定期检验(换证检验)以及临时检验;产品检验包括材料、设备及其相关部件的制造检验。

4.6 作业者和承包者应按照设施的平面布局、功能设定等划分管理区域,分区管理。

4.7 海洋石油生产设施应设置可燃气体探测报警系统、火灾探测报警系统、应急关断系统,存在有毒有害气体达到阈限值的还应设置有毒有害气体探测报警系统,并保持功能有效。

4.8 应在设施明显位置张贴应急部署表和经发证检验机构认可的设施危险区划分图、防火控制图、逃生路线图。

4.9 应建立门禁制度,对出入车辆、人员进行登记和安全告知。

4.10 员工宿舍不应储存、使用危险物品,并与危险区域保持安全距离。

4.11 海洋石油作业设施从事物探、钻(修)井、铺管、起重和生活支持等活动应备案后方可进行。

4.12 道路应设置限速、导向、限高、限宽、限载等交通安全标志。

4.13 石油人工岛、滩海陆岸石油设施的应急预案应明确可依托的外部应急救援资源,防台风应急预案应明确安全撤离前钻机、修井机等设备的处置要求。

4.14 滩海陆岸石油设施的事故影响周边企业单位和人员的,应告知有关事故风险的性质、影响范围和应急防范措施。

5 海洋石油生产设施

5.1 滩海陆岸石油设施

5.1.1 方案与设计阶段

5.1.1.1 应进行整体稳定性验算及自身沉降量计算,并预留沉降量。

5.1.1.2 存在冲刷的滩海陆岸石油设施应进行护底设计。

5.1.1.3 迎浪面应采取消浪措施。

5.1.1.4 滩海陆岸石油设施结构设计应符合下列要求:

- 明确抗震等级;
- 明确禁止取土(砂)的安全范围;

- 根据使用要求、施工条件、环境条件和荷载条件等,采用适合滩海环境的材料、结构和防护措施;
- 明确防潮设计标准。

5.1.1.5 滩海陆岸石油设施总体布置设计应符合下列要求:

- 总平面设计环境重现期的选择与结构保持一致;
- 油气开采、油气处理、油气输送、配电、消防、控制室、生活设施等分区布置;
- 火灾危险类别相同的建(构)筑物和设备集中布置,减少单体数量;
- 井口区的布置满足采油(气)井口及配套设施和钻(修)井设备设施布置的需要;
- 生活区布置在全年最小频率风向的下风侧;
- 放空管或放空火炬布置在全年最小频率风向的上风侧。

5.1.1.6 滩海通井路设计应符合下列要求:

- 滩海通井路的宽度考虑油气管道和车辆通行的需要,当采用单车道时,应设置错车道;
- 滩海通井路路面进行防滑处理,护坡采取防水、防浪、防掏空、防冰凌等措施;
- 滩海漫水通井路路肩上设置护轮坎和标志杆;
- 滩海漫水通井路设置通行警戒水位标识。

5.1.1.7 油气集输工程设计应符合 GB 50350 的规定。

5.1.2 工程建造阶段



5.1.2.1 工程开工前应编制施工作业方案和安全技术措施,并由建设单位审批。

5.1.2.2 结构吹填过程中应对填土高度、结构内外水位、沉降进行观测。

5.1.2.3 结构建设完工后应根据不同的使用需要进行地基处理,以满足稳定性和承载力要求。

5.1.2.4 施工期间所在海域发布台风、风暴潮等气象预警时,作业单位应采取相应的应急措施。

5.1.3 试生产阶段

5.1.3.1 作业者应组织编制试生产(投产)方案并经审查,方案应包括风险评估和控制措施。

5.1.3.2 作业者应对现场操作人员进行试生产安全技术交底和安全培训。

5.1.3.3 作业者应记录试生产情况并编制试生产安全生产情况报告。

5.1.4 生产阶段

5.1.4.1 作业者应开展结构安全检查。

5.1.4.2 作业者应定期开展沉降、位移监测,形成分析报告。

5.1.4.3 滩海通井路路面有结冰、大量积雪的,能见度不足 100 m 的,路基掏空或路面积水对行车安全有影响的,漫水通井路周围水位超过通行警戒水位的,车辆不应通行。

5.1.4.4 气举采油井投产前应对工艺系统进行强度性试压和密封性试压。

5.1.4.5 应定期对气举井口装置和管线的腐蚀状况、密封状况进行检测。

5.1.4.6 热力采油井的地面注汽管道及设备应设置隔热保护措施,地面注汽管道应采取消除张力影响的措施,并经试压合格。

5.1.4.7 注入压力不应超过井口和地下管柱设计压力。

5.1.4.8 注入站、注入泵、注入管线等场所应设置高压安全警示标志,地下电缆、管道合理布置,并标识走向,标志应符合 GB 2894 的规定。

5.1.4.9 生产运行参数应在设计参数范围内,运行过程中进行实时监视和控制。

5.2 石油人工岛

5.2.1 方案与设计阶段

5.2.1.1 应进行整体稳定性验算及自身沉降量计算,并预留沉降量。

5.2.1.2 迎浪面应采取消浪措施,周边采取防冲刷措施。

5.2.1.3 石油人工岛岛体结构设计应符合下列要求:

- 明确抗震等级;
- 明确禁止取土(砂)的安全范围;
- 根据使用要求、施工条件、环境条件和荷载条件等,采用适合海上环境的材料、结构和防护措施;
- 围堤的护面设计分别计算护面块体(块石和人工块体)的稳定重量和护面层的厚度;
- 岛体顶面高程高于极端高水位 0.5 m~1.0 m。

5.2.1.4 石油人工岛总体布置设计应符合下列要求:

- 总平面设计环境重现期的选择与岛体保持一致;
- 油气开采、油气处理、油气储存、油气输送、配电、消防、控制室、生活设施等分区布置;
- 火灾危险类别相同的厂房和设备集中布置,减少单体数量;
- 生活区布置在全年最小频率风向的下风侧;
- 放空管或放空火炬布置在全年最小频率风向的上风侧。

5.2.1.5 靠船设施应根据环境条件、地质条件、承载力、靠泊要求选择结构型式、靠泊方式,并采取防碰撞措施。

5.2.1.6 石油人工岛之间的连接通道(路、桥)应与岛体同时设计,通道顶面应设置排水孔和防止车辆坠海的防护措施。

5.2.2 工程建造阶段

应符合 5.1.2 的要求。

5.2.3 试生产阶段

应符合 5.1.3 的要求。

5.2.4 生产阶段

应符合 5.1.4 的要求。

5.3 海底管道

5.3.1 方案与设计阶段

5.3.1.1 管道路由应对管道自身或其他设备破坏的风险进行分析。

5.3.1.2 新建管道与原有管道、海上设施或其他水上水下构筑物应保持安全距离。

5.3.1.3 海底管道应设置自动化监控、数据采集和紧急关断系统。

5.3.1.4 管道系统应根据输送介质设计相应的腐蚀防护措施。

5.3.1.5 布置于导管架外侧的油气输送立管应采取防碰撞保护措施,不应安装任何以立管为支承的附件。

5.3.1.6 应根据环境条件和海床条件等对海底管道进行稳定性计算,不满足稳定性要求的应采取增加稳定性的措施。

5.3.2 工程建造阶段

5.3.2.1 应按照设计文件对紧急关断装置、清管装置、压力监控仪表、温度监控仪表等系统及其他配套设备设施进行检查,确认其完工状态。

5.3.2.2 应进行管道清扫、通球、强度及严密性试验。

5.3.3 试生产阶段

5.3.3.1 海底管道试生产应纳入所连接的海洋石油生产设施管理。

5.3.3.2 试生产(投产)方案应包括管道热运等操作流程和风险控制措施。

5.3.3.3 作业者应对现场操作人员进行试生产安全技术交底和安全培训。

5.3.3.4 试生产过程应考虑泄漏、冻堵等异常工况的主要风险和控制措施。

5.3.4 生产阶段

5.3.4.1 作业者应建立海底管道运行、检测、监测与评估管理制度,制定海底管道启停、置换等操作规程。

5.3.4.2 作业者应制定海底管道因振动疲劳失效、内外腐蚀失效、受锚击锚刮以及渔业作业等第三方破坏失效等事件的处置方案。处置方案中应明确调整运行参数、管线两端隔离泄压、事后勘察等处理措施的安全风险,并制定控制措施。

5.3.4.3 海底管道停输、停注后再启动前应进行检查,停输、停注时间超过 6 个月再次投入使用的,应进行安全风险评估。

5.3.4.4 海底管道改变原设计用途应开展安全风险分析,制定控制措施,投入使用前经发证检验机构审核同意。

5.3.4.5 清管作业前应开展风险分析,并按审批通过的方案执行。

5.4 固定平台

滩海区域内的固定平台应符合 GB 40554.2 的相关规定。

6 海洋石油作业设施

滩海区域内的海洋石油作业设施应符合 GB 40554.2 的相关规定。

7 设备设施

7.1 救逃生设备设施与消防设备

7.1.1 石油人工岛、滩海陆岸石油设施(滩海井台除外)应设置应急避难房,应急避难房能够容纳设施全部人员,并储备避难人员 5 d 所需要的饮用水和食品。

7.1.2 石油人工岛应根据设施所处海域的自然环境条件,选配直升机、救生艇、救生筏等救逃生设备中的至少一种,以满足作业人员救逃生的需求。

7.1.3 有人值守的滩海陆岸石油设施应配备应急值班车。

7.1.4 石油人工岛应具有基本医疗抢救条件,作业人员 15 人及以上的,配备专职医务人员;低于 15 人的,可配备兼职医务人员。

7.1.5 逃生通道应畅通、逃生方向指示标志完整,照明良好。

7.1.6 石油人工岛应按照作业人员数量的 210% 配备救生衣,滩海陆岸石油设施(滩海井台除外)应按

照作业人员数量的 100% 配备救生衣。

7.1.7 在寒冷海区的石油人工岛、滩海陆岸石油设施(滩海井台除外)应按照作业人员数量的 100% 配备保温救生服。

7.1.8 石油人工岛应至少配备 8 个救生圈,其中 2 个带自亮浮灯、4 个带自亮浮灯和自发烟雾信号,每个带自亮浮灯和自发烟雾信号的救生圈配备一根可浮救生索;有人值守的滩海陆岸石油设施应至少配备 4 个救生圈,每个救生圈上配备至少 30 m 长的可浮救生索,其中 2 个带自亮浮灯、2 个带自发烟雾信号和自亮浮灯。

7.1.9 所有救生设备应标注设施的名称,并按规定存放。

7.1.10 滩海井台巡检、作业时,应携带满足全部人员使用的救生衣、救生圈等。

7.1.11 石油人工岛、滩海陆岸石油设施设置的水消防系统、泡沫灭火系统、气体灭火系统等固定灭火系统规模应分别满足一次最大火灾的需要。

7.1.12 消防泵应能够手动和远程启动,备用消防泵与主消防泵采用不同的动力源驱动。消防水总管应满足消防泵的压力和最大出水量要求。滩海陆岸石油设施(滩海井台除外)应配备 1 台移动式消防泵。

7.1.13 建筑物内设置的消火栓应符合 GB 50974 的规定。

7.1.14 泡沫灭火系统应符合 GB 50151 的规定,气体灭火系统应符合 GB 50370 的规定,水幕系统应符合 GB 50084 的规定。

7.2 电气与安全仪表设备

7.2.1 电气设备投产运行前应按照 GB 50150 的规定进行试验,电气设备和电缆每年应进行绝缘电阻测试或耐压试验。

7.2.2 电气设备接地应满足 GB 50169 的规定,因地质情况或潮汐影响导致接地电阻不满足设计要求时,应采用降阻措施,接地装置应定期进行检测。

7.2.3 应急电源应符合下列要求:

- 容量、型式及自启动时间满足应急负载要求;
- 与主电源采取防止并列运行的措施;
- 安装处所应与主电源和生产区域分开设置;
- 应急照明、通信设备能至少供电 18 h;
- 火灾和可燃气体探测报警系统、中控系统、应急关断盘由交流不间断电源作为应急电源,供电时间至少为 30 min。

7.2.4 建筑物防雷应符合 GB 50057 的规定;石油设施防雷应符合 GB 15599 的规定。

7.2.5 过程控制系统和安全仪表系统的数据采集上传、远程控制、报警、联锁保护等功能应符合设计要求。应急关断系统应能自动和手动关断。可燃气体和有毒气体检测报警系统的设计应符合 GB/T 50493 的规定,与广播系统和消防系统联动。

7.2.6 视频监视系统应覆盖特殊作业现场和重要生产部位,具备采集、显示、记录与回放现场图像功能。

7.3 通信设备

7.3.1 石油人工岛、滩海陆岸石油设施的通信应能满足应急通信需要。石油人工岛的外部通信应满足对岸、对船通信需要。设置直升机停机坪的石油人工岛还应满足对空通信需要。

7.3.2 石油人工岛、滩海陆岸石油设施(滩海井台除外)内部通信设备应满足中控室与无线电室、办公室、值班室、工作间、配电间、操作现场等处所的通信需要;广播系统应覆盖全设施,并能播放报警信号。

7.3.3 滩海井台巡检和检维修期间,工作人员应携带应急通信设备。

7.3.4 通信设备应定期进行测试。

7.4 交通设备

7.4.1 进入油气生产区域的燃油车辆应安装机动车排气火花熄灭器。

7.4.2 用于油气生产服务的船舶应取得相应资质。

7.5 钻修井设备

7.5.1 钻机、修井机应至少设置两套不同形式的天车防碰装置。

7.5.2 钻台、修井机操作台应满足井控装置安装、起下钻和井控操作要求。

7.5.3 钻机和修井机应在天车最高部位配置信号灯警示系统。

7.5.4 易燃易爆危险区内使用的电气设备设施应满足防爆等级要求。

8 作业管理

8.1 作业程序

滩海石油天然气开采作业程序包括物探作业、钻井作业、录井作业、测井作业、井下作业和特殊作业。

8.2 物探作业

8.2.1 作业前应对水上、水下障碍物进行踏勘,对作业区域水深进行测量,制定安全措施。

8.2.2 作业单位应制定安全作业计划,经审批后实施。

8.2.3 物探钻井作业前应确认埋地、水上、水下设施安全距离,不应在输电线路下进行钻井作业。根据水深设置水上钻井平台,平台稳定平整。钻井作业时,非作业人员不应进入作业区域。

8.2.4 气枪震源激发应符合下列要求:

——起吊气枪前,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;

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

8.3 钻井作业

8.3.1 设计

8.3.1.1 地质设计

8.3.1.1.1 地质设计应根据地质资料进行风险评估并编制安全提示。

8.3.1.1.2 应提供区域地质资料、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、断层、浅层气、古河道、海床陡坡等的预测及岩性剖面资料。

8.3.1.1.3 应提供邻井的油、气、水显示和复杂情况资料,并注明含硫化氢、二氧化碳地层深度和预计含量;应提供已钻井的测井解释成果、地层测试及试油、气资料。探井应提供相应的硫化氢、二氧化碳预测资料。

8.3.1.1.4 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。

8.3.1.2 工程设计

8.3.1.2.1 工程设计应依据地质设计和邻井钻井有关资料编制,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。

8.3.1.2.2 井身结构应符合下列要求。

- 隔水(防砂)导管下入深度大于井架基础桩以下 10 m,无基础桩的井下隔水导管下入深度大于岛体充(吹)填深度以下 5 m。表层套管下深能封隔浅部复杂层段,技术套管下深考虑防止喷、漏、塌、卡的需要。
- 套管柱强度设计符合安全系数要求。根据地层压力和井内流体介质性质选择套管类型和性能指标。
- 各层套管固井水泥返高设计应符合安全要求。表层套管固井水泥应返至地面。

8.3.1.2.3 钻井液应符合下列要求:

- 根据地质资料和钻井要求,设计钻井液类型和性能指标;
- 储备一定数量的高密度钻井液和加重材料,含硫化氢油气井还应储备足量的除硫剂。

8.3.1.2.4 应收集邻井资料,进行碰撞风险分析,制定防撞控制措施。



8.3.2 施工作业

8.3.2.1 通用要求

8.3.2.1.1 井场应有足够的抗压强度,周围排水设施应畅通,基础平面应高于井场面 100 mm~200 mm。在洪汛、潮汛季节应修筑防洪防潮堤坝或采用其他相应预防措施。

8.3.2.1.2 井场的布置,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。

8.3.2.1.3 井场应按照设计要求储备高密度钻井液、重晶石和堵漏材料。

8.3.2.1.4 石油人工岛钻井期间应配置井控装置附件应急库房,设置设计储量之外的加重材料集中储备库。

8.3.2.1.5 施工作业前,应由作业者认可的单位编制完成地质设计、工程设计,并按审批程序审批。

8.3.2.1.6 应进行技术交底和安全验收,合格后方可开钻。

8.3.2.2 钻进、起下钻和甩钻具

8.3.2.2.1 应对异常情况进行监控并及时处置。

8.3.2.2.2 钻进过程中根据井内溢流或漏失情况,调整钻井液性能,平衡地层压力。

8.3.2.2.3 钻开油气层前,应进行检查验收,保证设备设施满足施工要求。钻开油气层后应掌握钻井参数、钻井液变化情况及井下油气上窜速度。

8.3.2.2.4 油气层钻进过程中应进行油气侵监测,起钻前油气上窜速度应满足安全作业需要。

8.3.2.2.5 起下作业前应检查大绳、绞车、天车防撞装置、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。

8.3.2.2.6 起下钻应控制速度,起钻过程应及时灌注钻井液,减少压力波动。

8.3.2.2.7 应执行坐岗制度,指定专人观察和记录循环罐(池)液面变化及起下钻灌入或返出钻井液情况。

8.3.2.2.8 甩钻具作业前应检查钻井大绳、绞车、天车防撞装置、刹车系统、井口工器具等设备设施。根据钻机类型、设备设施、甩钻具工序以及天气季节因素,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。

8.3.2.3 下套管和固井

8.3.2.3.1 下套管和固井作业应根据施工内容开展风险辨识和分析,落实管控措施。

8.3.2.3.2 下套管前应确认井筒条件,防止遇阻遇卡。

8.3.2.3.3 固井施工应设置隔离区域,摆放警示标志。固井设备、水泥浆性能应满足设计要求。

8.4 录井作业

8.4.1 录井仪器房应保持正压,配备火灾、可燃气体、硫化氢等检测报警装置,具备声光报警功能。

8.4.2 应配置气侵、溢流监测报警系统,保持功能完好。

8.4.3 应与钻井队建立有效的应急联动机制。

8.4.4 钻开油气层、含硫化氢地层前,应加强地层对比,持续监测气测值、钻井液性能、钻井工程参数,发现油气或异常及时向作业者、钻井队提出地质预报。

8.5 测井作业

8.5.1 下井仪器、射孔器材应符合设计要求。测井作业应配备符合安全要求的井口防喷装置。测井作业前,按设计要求对防喷管汇进行压力试验。

8.5.2 射孔起爆装置应有安全防护技术措施。

8.5.3 测井队应与钻井队或井下作业队建立有效的应急联动机制,井口异常或发生井喷时应服从钻井或井下作业队统一指挥。

8.5.4 六级及以上大风、雷雨、大雾等恶劣天气,应暂停施工作业;裸眼井测井作业时,应将仪器起入套管内;夜间不应进行射孔和爆破作业。

8.5.5 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。

8.5.6 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操作。

8.5.7 射孔枪组装、拆卸时应与井口应保持安全距离。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。

8.5.8 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。

8.5.9 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。

8.5.10 施工结束后,应及时下入管柱,不应空井等候。

8.6 井下作业

8.6.1 设计

8.6.1.1 施工作业前,应由作业者认可的单位编制完成地质设计、工程(工艺)设计,并按程序审批。

8.6.1.2 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。

8.6.1.3 工程(工艺)设计应根据地质设计编制,并根据地质设计中的风险评估、安全提示和工艺技术制定安全管控要求。明确作业井井控风险级别及含硫化氢、二氧化碳井的安全管控要求。

8.6.1.4 工程(工艺)设计应根据地质设计提供的地层压力和流体性质,计算预测井口最大关井压力,确定井控装置压力等级配套设计和修(压)井液性能、类型、数量、压井要求等。

8.6.1.5 工程(工艺)设计应根据井身结构、管柱质量、流体性质等,确定修井设备载荷、管柱性能和组合。

8.6.1.6 施工设计应根据地质设计的安全提示和工程(工艺)设计的安全管控要求,制定施工步骤、技术要求、井控设计。结合现场作业装备能力、工艺技术、作业工序,明确以下要求:

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

8.6.1.7 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。

8.6.2 施工作业

8.6.2.1 通用要求

8.6.2.1.1 摆放钻台、修井机井架基础及支腿支座的区域,地面承载能力不应小于产品使用说明书要求。

8.6.2.1.2 井场布置,设备设施摆放、安装、使用和维护,应与作业条件和环境相符合。

8.6.2.1.3 应配备符合作业者管理要求的液压防喷器组合,至少配备一套远程控制台。

8.6.2.1.4 石油人工岛井下作业(试油、试气)期间应配备井控装置附件应急库房。

8.6.2.1.5 应进行技术交底和安全验收,验收合格后方可开工。

8.6.2.2 起下管柱

8.6.2.2.1 起下作业前,作业人员应了解井下管柱结构、工具工作原理及与起下管柱有关的井下情况。

8.6.2.2.2 按照设计和操作规程进行洗、压井作业,建立井筒内液柱压力与地层压力平衡。

8.6.2.2.3 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。起下管柱时,应监测井筒液面,控制起下速度,减少井内压力波动。

8.6.2.2.4 井控装置应按设计安装、试压。

8.6.2.2.5 起下抽油杆作业,应配套抽油杆防喷工具或简易抢装工具。

8.6.2.2.6 起钻时应及时灌注修(压)井液,保持井筒压力平衡。

8.6.2.3 测试

8.6.2.3.1 施工作业前应按设计要求安装井控装置并进行井控验收。

8.6.2.3.2 地层测试应执行设计要求的压力控制、测试工作制度,控制放喷压力。

8.6.2.4 封层和完井

8.6.2.4.1 封层作业前应对上部套管进行试压,确认套管无漏失。封层后应验证封隔质量。

8.6.2.4.2 完井作业应根据流体性质确定完井管柱、地面安全控制系统和井口测温仪等装置。

8.6.2.5 酸化压裂

8.6.2.5.1 酸化压裂的井口装置的额定工作压力应不小于施工设计的最高压力,作业前应按照设计要求整体试压,合格后方可使用。井口装置应用钢丝绳绷紧固定牢靠。

8.6.2.5.2 压裂作业前应设置高压区域,并摆放安全警示标志。对作业人员进行安全技术交底,检查设备设施、人员防护装备和消防措施。

8.6.2.5.3 排液过程中应对出口进行有毒有害气体监测,作业人员应落实安全防护措施。

8.6.2.6 其他作业

8.6.2.6.1 打开封闭地层前,应对井控装置再次进行试压。修(压)井液性能应与封闭地层前所用修

(压)井液性能一致。

8.6.2.6.2 换井口装置前,应检查确认井筒内已打开层位实施了有效封堵。更换完成后,压力密封试验应合格。

8.6.2.6.3 遇阻遇卡时提升拉力不应超过安全负荷,倒扣等旋转作业时应做好安全防护,捞获大直径工具上提管柱时,应有防止管柱上顶的技术措施。

8.7 特殊作业

8.7.1 动火作业、受限空间作业、高处作业、电力作业和管线打开作业等应符合 GB 40554.1 的相关要求。

8.7.2 动土作业应满足以下要求。

- 作业前,调查并确认地下隐蔽设施的分布情况。暴露后的地下隐蔽设施应及时予以确认,不能确认时,应立即停止作业。
- 基于对土质地基承载力的分析,履带式挖掘机的履带与工作面边缘的距离大于 1 m;轮胎式挖掘机的轮胎与工作面边缘距离大于 1.5 m。
- 多台机械同时作业时,挖掘机间距大于相邻两台挖掘机旋转半径之和;人工挖掘基坑(槽)、管沟时,作业人员之间保持 2.5 m 以上的安全距离。
- 动土开挖时,根据土壤类别、力学性质、开挖深度、荷载等因素采取防止滑坡和塌方措施;管沟开挖时,管沟沟壁及距管沟边 1 m 范围内不应有浮石。
- 线缆、非油气管道等地下隐蔽设施两侧 2 m 范围内采用人工开挖;油气输送管道管沟动土时,在地下设施两侧 5 m 范围内先采用人工探挖。
- 危及邻近的建(构)筑物安全时,对建(构)筑物采取支撑或其他保护措施。
- 挖出物或其他物料至少距坑(槽)、管沟边沿 1 m,堆积高度不应超过 1.5 m,坡度不大于 1:1,不应堵塞下水道、窨井以及作业现场的逃生通道和消防通道。
- 开挖深度超过 1.2 m 时,设临边防护和安全梯道。安全梯道的间距不应超过 25 m。
- 不应在土壁上挖洞攀登,不应在坑(槽)内休息,不应在升降设备、挖掘设备下或坑(槽)上端边沿站立、走动。
- 动土作业形成的坑(槽)符合受限空间危险特征的,同时按照受限空间作业的要求执行。
- 暴雨天气停止露天动土作业。雨后复工,确认土壁稳定或支撑等措施符合要求后方可作业。
- 施工结束时及时回填土石,恢复地面设施。

