



中华人民共和国安全生产行业标准

AQ 2084—2025

陆上石油天然气井下作业安全规范

Safety specification for onshore petroleum and natural gas downhole services

2025-04-17 发布

2025-10-18 实施

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 管理要求	2
5 设计	3
5.1 通用要求	3
5.2 地质设计	3
5.3 工程设计	4
5.4 施工设计	4
6 井控装置	5
6.1 安装	5
6.2 试压	6
6.3 使用	7
7 施工作业	8
7.1 洗(压)井作业	8
7.2 换装井口作业	8
7.3 起下作业	8
7.4 旋转作业	9
7.5 射孔作业	9
7.6 诱喷、替喷作业	9
7.7 放喷、测试作业	10
7.8 酸化压裂作业	10
7.9 带压作业	10
7.10 连续油管作业	11
7.11 钢丝(绳)、电缆作业	11
7.12 其他作业	11
8 防火防爆措施	11
9 防硫化氢措施	12
10 溢流处置	12
11 井喷失控处置	12
12 其他要求	12

前 言

本文件的全部技术内容为强制性。

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

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中华人民共和国应急管理部提出，危险化学品安全监督管理二司业务管理，政策法规司统筹管理。

本文件由全国安全生产标准化技术委员会石油天然气开采安全分技术委员会(SAC/TC 288/SC 10)技术归口及咨询。

本文件起草单位：中国石油集团渤海钻探工程有限公司、中国石油集团油田技术服务有限公司、中国石油集团川庆钻探工程有限公司、中石化胜利石油工程有限公司、中国石油集团安全环保技术研究院有限公司、中国石油集团塔里木油田分公司、中国石油集团西南油气田分公司、西南石油大学、中国石油大学(北京)、中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司、陕西延长石油(集团)有限责任公司、安东石油技术(集团)有限公司。

本文件主要起草人：刘爱国、范旭、李德鸿、汪文广、常刚、杜会宇、祝效华、王明、巩亚明、段秉红、江泽帮、张勇、金萍、高瑞彬、霍战港、尹丛彬、章景城、卢俊安、窦刚、芮振华、陈壮志、彭其勇、刘海波、江少波、李健、张坤。

本文件为首次发布。

陆上石油天然气井下作业安全规程

1 范围

本文件规定了陆上石油天然气井下作业安全管理要求,以及设计、井控装置、施工作业、防火防爆措施、防硫化氢措施、溢流处置和井喷失控处置的要求。

本文件适用于陆上石油天然气(含页岩气)井下作业。

本文件不适用于煤层气井下作业。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中,注日期的引用文件,仅该日期对应的版本适用于本文件;不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

GB/T 22513 石油天然气钻采设备 井口装置和采油树

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

含硫油气井 including hydrogen sulfide

地层天然气中硫化氢含量大于或等于 75 mg/m^3 (50 ppm) 的油气井。

[来源:GB 42294—2022, 3.2, 有修改]

3.2

高含硫油气井 high sulfurous oil and gas well

地层天然气中硫化氢含量大于或等于 $1\,500 \text{ mg/m}^3$ (1 000 ppm) 的油气井。

[来源:GB/T 31033—2014, 3.2, 有修改]

3.3

高压油气井 high-pressure oil and gas well

地层压力大于或等于 70 MPa 的油气井。

[来源:GB 42294—2022, 3.3, 有修改]

3.4

高产油气井 high-yield oil and gas well

天然气测试产量大于或等于 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的气井;油气测试产量当量大于或等于 500 t/d 的油井。

注:测试产量为本构造邻近井数据。

[来源:GB 42294—2022, 3.3, 有修改]

3.5

三高油气井 three high factors oil and gas well

符合高含硫油气井、高压油气井、高产油气井条件之一的油气井。

3.6

预测最高井口关井压力 **maximum anticipated surface pressure**

预测井筒充满地层流体后的最高井口关井压力。

3.7

预测最高施工压力 **maximum anticipated operating pressure**

施工作业或者应急作业时,预测井口设备将承受的最大压力。

3.8

溢流 **overflow**

因地层流体侵入井内引起井口返出的液量比泵入量大,或停泵后井口液体自动外溢的现象。

[来源:GB/T 8423.2—2018,2.9.34,有修改]

3.9

井喷 **well blowout**

地层流体持续无控制地流入井内的现象。

[来源:GB/T 8423.2—2018,2.9.38,有修改]

3.10

井喷失控 **out of control for blowout**

发生井喷后,无法用井口装置进行有效控制而出现敞喷的现象。

[来源:GB/T 8423.2—2018,2.9.41,有修改]

3.11

发包单位 **operator**

将石油天然气井下作业有关的工程、作业活动或者技术服务项目,发包给外单位的石油天然气开采单位。

3.12

承包单位 **contractor**

承揽石油天然气井下作业有关的工程、作业活动或者技术服务项目的单位。

4 管理要求

4.1 发包单位、承包单位应落实企业主体责任,建立企业主要负责人承诺制度。

4.2 发包单位、承包单位应建立健全安全管理体系,建立健全并落实安全生产责任制,建立危险作业许可制度。

4.3 发包单位、承包单位应满足安全生产条件,设置安全生产管理机构,并配备专职或兼职安全生产管理人员。

4.4 发包单位、承包单位应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。

4.5 发包单位、承包单位应建立健全井控管理制度,包括但不限于如下内容:

- a) 人员培训;
- b) 井控装置安装、检维修、试压、现场服务;
- c) 打开油气层管理;
- d) 防喷演习;
- e) 溢流监测。

4.6 发包单位、承包单位应建立专门的井控费用投入制度性规定和资金渠道。负责井控装置采购的发包单位或承包单位,应建立防喷器、防喷器控制系统、节流管汇、压井管汇、内防喷工具、防喷管(盒)等采

购质量控制机制。

4.7 发包单位、承包单位应对从业人员进行井控培训,监督人员、井下作业队伍负责人及相关管理人员、技术人员、正(副)司钻(班长)、主(副)操作手等现场工作人员应持井控培训合格证上岗。井控培训应包括但不限于如下内容:

- a) 井喷的危害、井控岗位职责、井控制度、井控基本概念和原理;
- b) 地层压力预测和监测、溢流和井喷发生原因及溢流的及时发现、关井程序和常用压井方法的原理及参数计算、压井施工和复杂井控问题的处理、应急处置;
- c) 井控装置的结构、工作原理、安装、调试、试压、使用、维护保养和故障排除。

4.8 发包单位、承包单位参与含硫油气井井下作业及从事现场技术服务的人员应接受硫化氢防护技术培训,持硫化氢培训合格证上岗。硫化氢防护培训应包括但不限于如下内容:

- a) 硫化氢的来源、理化特性、中毒反应及中毒的现场救护;
- b) 硫化氢腐蚀及防腐措施;
- c) 现场作业的安全措施及应急响应程序;
- d) 硫化氢检测仪器及防护器具的使用、检查和维护。

4.9 发包单位、承包单位应针对作业内容、环境条件、设施类型、应急救援资源等因素编制井喷应急预案。应急预案内容应明确高含硫油气井失控井口点火的条件、点火决策人。应急预案应与相关人民政府及其部门的应急预案相衔接。

4.10 发包单位、承包单位应制订应急演练计划,定期组织应急演练。

4.11 发包单位、承包单位应在发生井喷后立即启动应急预案,组织开展应急救援行动。

4.12 发包单位应建立健全监督管理机制,在作业活动中对承包单位的安全生产进行统一协调、监督管理。三高油气井等应实行监督驻井或巡井工作制度。

4.13 发包单位应结合属地油气藏特点以及井控管理实际情况,制定井下作业井控实施细则。

4.14 发包单位应根据地质特征、地层压力、有毒有害气体含量、浅层气、井别井型、井身结构、历史井喷情况、周边环境、工艺技术等因素,制定单井井控风险分级标准并对单井进行分级。

4.15 发包单位应根据井控风险级别,在队伍能力、工艺措施、装备配套、监督管理等方面制定分级管控措施。

4.16 承包单位的井下作业施工队伍应编制现场处置方案,定期开展演练。

5 设计

5.1 通用要求

5.1.1 发包单位应根据井控风险等级,明确承担工程设计单位的资质要求、设计人员相应的现场工作经验和相关的专业资格要求。井控高风险井工程设计单位应具备企业甲级设计资质要求。

5.1.2 发包单位、承包单位应明确设计的编制、审核、审批及变更程序与责任。

5.1.3 承担设计的单位应对设计跟踪回访。

5.2 地质设计

5.2.1 根据作业需要,提供钻完井数据、地层流体性质、压力数据、射孔数据、生产数据、产层温度、井筒现状、邻井情况、前期作业情况等资料,包括但不限于以下内容:

- a) 钻完井数据,包括目前井身结构、人工井底、井眼轨迹、水泥返深、套管头结构、固井质量、井斜数据;各层套管钢级、壁厚、外径、抗内压和下深;新井应提供钻井油、气、水显示,测、录井解释,中途测试结论及钻井液参数等油气藏评价资料;
- b) 地层流体性质,包括产层的流体性质等,并明确井型和油气藏类型;

- c) 压力数据,包括作业层位原始和目前地层压力或地层压力系数、预测最高井口关井压力等;
- d) 射孔数据,包括射孔方式、层位、井段、工作液类型及待射层地层压力预测等;
- e) 生产数据,包括油、气、水产量(测试产量或无阻流量),生产时间,产量变化,注水、注气(汽)量,停注时间等;
- f) 井筒现状,包括水泥塞(塞厚)或桥塞位置,生产管柱的钢级、壁厚、外径、下深,井下工具名称规范,油层套管腐蚀、磨损、变形情况,井下落物等资料;
- g) 邻井情况,包括邻井的注水、注气、注汽(注汽后焖井)井口压力及有毒有害气体等资料;
- h) 前期作业情况,简述历史作业情况并详细叙述最近一次作业。

5.2.2 按井下作业井控实施细则要求标注和说明井场周围一定范围内居民住宅、学校、厂矿(包括开采地下资源的矿业单位)、国防设施、高压电线和水资源等情况。

5.2.3 明确本井与邻井地层连通、窜通、气(汽)窜干扰等情况及停注泄压要求。

5.2.4 提供本井或本构造区域邻井硫化氢、一氧化碳、二氧化碳等有毒有害气体含量情况。

5.2.5 标明本井或本构造区域可能存在的浅气层、异常高(低)压及其他特殊情况。

5.2.6 提示本构造区域近年发生的井控事件。

5.3 工程设计

5.3.1 根据作业需要,提供钻井基础数据、油层基本数据、钻开储层井液数据、井身结构、井口装置等资料,包括但不限于以下内容:

- a) 钻井基础数据,包括井别、构造位置、开钻日期、完钻日期、完井日期、完钻井深、完井液体性质、井身结构、井斜数据等;
- b) 油层基本数据,包括层位、井段、厚度等;
- c) 钻开储层井液数据,包括井段、钻井液类型、密度、黏度等;
- d) 井身结构,绘制目前井身结构示意图;
- e) 井口装置情况,包括目前采油(气)树、油管头、四通等井口装置的规格、型号及井口是否存在泄漏等情况。

5.3.2 依据地质设计提供的各项数据和井场周围环境,选择作业方式,确定风险控制重点。

5.3.3 进行压井作业的井,应明确压井液的类型、密度、性能、用量及施工作业过程中灌注要求等。压井液密度依据地质设计提供的作业层位最高地层压力或其当量密度值为基准设计。

5.3.4 三高油气井应储备加重压井液或能配置等量加重压井液的材料及处理剂。

5.3.5 明确预测最高井口关井压力、最大允许关井压力。

5.3.6 明确防喷器(组)、防喷器控制系统、井控管汇(线)、内防喷工具、井口装置等压力等级、组合形式的最低配备标准,提出现场试压要求。

5.3.7 明确分离器的类型、安装位置及连接方式。

5.3.8 提出重点工序井控措施及技术要求。

5.3.9 提出有毒有害气体监测及人身防护等设备的要求。

5.4 施工设计

5.4.1 施工设计井控要求应包括但不限于以下内容:

- a) 压井液或压井液材料准备;
- b) 井控装置配备与安装示意图;
- c) 内防喷工具规格、型号、数量;
- d) 井控装置调试与试压方式;
- e) 起下管柱、旋转作业、起下大直径工具、钢丝作业和空井筒时的具体井控技术措施;

- f) 施工作业过程中溢流关井方法的确定;
- g) 防火防爆和防硫化氢等有毒有害气体的具体措施及器材准备;
- h) 应急处置程序等。

5.4.2 高压、高产油气井应配备关井、放喷、压井、点火等处理装置。

5.4.3 高含硫油气井应配备气体检测、报警、排风扩散、点火等处理装置。

6 井控装置

6.1 安装

6.1.1 通用要求

6.1.1.1 按施工设计要求配备井控装置。防喷器、节流管汇、压井管汇、内防喷工具等应经井控车间检验合格。

6.1.1.2 井控装置承压部位采用螺栓连接的,螺栓丝扣应完好、无变形或损坏;采用法兰或卡箍连接的,应使用金属密封垫环,安装时应确保密封垫环、密封垫环槽清洁无损坏。法兰及法兰用密封垫环的类型、尺寸及技术要求均应符合 GB/T 22513 的规定。

6.1.2 防喷器组

6.1.2.1 闸板防喷器压力等级应不低于预测最高井口关井压力。70 MPa 及以上压力等级的防喷器组合中,闸板防喷器额定工作压力应大于或等于环形防喷器额定工作压力。简易防喷装置各部件灵活、功能可靠。

6.1.2.2 防喷器法兰垫环槽应清理干净,上下螺孔对正,上紧全部连接螺栓,两端无欠扣。BX 型法兰垫环不应重复使用。

6.1.2.3 按设计要求需要安装两个防喷器闸板时,应安装双闸板防喷器或与其功能相同的两个单闸板防喷器。

6.1.2.4 防喷器组顶部距地面高度超过 3 m 时,应采用 4 根直径不小于 15.9 mm 的钢丝绳,由防喷器组上部向下绷紧固定。

6.1.2.5 具有手动锁紧机构的闸板防喷器应配备相应手动锁紧操作装置或工具。

6.1.3 防喷器控制系统

6.1.3.1 系统压力、蓄能器容积应满足防喷器及其他井控设备关井要求。

6.1.3.2 远程控制台应与配备的防喷器组相匹配,安装在距作业井口不少于 25 m 处,便于司钻或操作手观察的位置。因条件受限距离不够时,摆放至现场尽可能远处,并留有安全通道。

6.1.3.3 远程控制台应接好防静电接地线,电源线从总开关处直接引出,用单独的开关控制。

6.1.3.4 远程控制台控制全封闸板的三位四通阀应安装防误操作的防护装置,控制剪切闸板的三位四通阀应安装防误操作的限位装置。

6.1.3.5 配有司钻控制台的,远程控制台气泵气源与司钻控制台气源应使用专用气管线分开连接。

6.1.3.6 液控软管线应采用耐火管线。

6.1.3.7 远程控制台和液控管线在连接时应清洁干净、连接正确、无渗漏。

6.1.4 井控管汇(线)

6.1.4.1 井控管汇(线)包括节流管汇、压井管汇、防喷管线、放喷管线。

6.1.4.2 节流管汇高压端、压井管汇、防喷管线的压力等级应不低于作业层位预测最高井口关井压力。

与井控管汇(线)组合使用的连接部件的压力等级应与之匹配。

6.1.4.3 节流管汇、压井管汇以及具有节流压井功能的简易管汇,应安装压力表。

6.1.4.4 井控管汇(线)及连接部件最小通径应不小于 50.8 mm。

6.1.4.5 预测最高井口关井压力不低于 35 MPa 时,防喷管线应采用法兰连接。

6.1.4.6 按设计要求安装放喷管线,每隔 10 m~15 m 及转弯前后用地锚或基墩固定牢靠,转弯处应使用不小于 90°锻造钢质弯头。高压油气井、高产油气井放喷管线出口 2 m 内采取双地锚(基墩)固定。

6.1.4.7 柔性管线作为防喷管线时应耐火,作为回收管线时应与回收罐固定牢固,并加装安全链或采取其他保护措施。

6.1.5 内防喷工具

6.1.5.1 内防喷工具接头螺纹类型应与井内钻具或管柱的螺纹相匹配,或在降低螺纹连接强度的情况下使用转换接头。

6.1.5.2 旋塞阀的压力等级应不低于作业层位预测最高井口关井压力(105 MPa 以上除外)。

6.1.5.3 旋塞阀应单独安装使用,或与其他工具组合成简易抢喷装置或防喷单根(短节)。防喷单根(短节)长度应满足半封闸板关井要求。

6.1.5.4 有钻台作业,应准备好与半封闸板尺寸匹配的防喷单根。

6.1.6 分离器

6.1.6.1 分离器额定处理量应不小于预测产量,压力等级应满足设计要求。

6.1.6.2 分离器与井口的距离应不小于 15 m。

6.1.6.3 分离器排气管线通径应不小于 50 mm,点火口距井口应不少于 30 m,高压油气井应距井口不少于 50 m,含硫化氢等有毒有害气体井应接至距井口 75 m 以外的安全地带。点火口应具备点火条件,远离易燃易爆品区域、人员聚集区域、电力通信及国防设施等(不能满足安全距离要求时,发包单位应组织安全评估、论证,经批准后实施)。

6.1.6.4 分离器进出口管线应每隔 10 m~15 m 用地锚或基墩固定。排污管线应接入集液池或回收罐并固定牢靠。

6.1.6.5 含硫油气井作业时,分离器安全阀泄压管线应接出井场。

6.1.6.6 卧式分离器应安放在平坦处。立式分离器应用直径不小于 15.9 mm 钢丝绳对角四方固定。

6.1.6.7 井下作业中使用钻井液液气分离器的,应按照钻井作业相关规定执行。

6.1.7 采油(气)井口装置

6.1.7.1 安装采油(气)井口装置时,应清洁密封垫环和密封垫环槽,螺栓上全上紧,两端无欠扣。

6.1.7.2 含硫化氢或二氧化碳等酸性气体油气井的采油(气)井口装置应具有抗硫化氢或二氧化碳的能力。

6.2 试压

6.2.1 通用要求

6.2.1.1 防喷器控制系统试压应用液压油,其他井控装置试压应用清水或防冻液体。

6.2.1.2 气密封试压介质应用氮气或其他惰性气体。

6.2.1.3 所有的试压均应留有试压记录。

6.2.1.4 井下作业井控实施细则中应明确井控装置试压周期要求,包括且不限于井控装置送井前车间

试压、现场井控装置安装完毕后试压、拆装更换井控装置承压密封部件后试压。

6.2.2 车间试压要求

6.2.2.1 闸板防喷器应做 1.4 MPa~2.1 MPa 的低压试压。环形防喷器(封闭管柱试压)、闸板防喷器、防喷管线、内防喷工具和压井管汇等应做额定工作压力试压,节流管汇按各控制元件的额定工作压力分别试压。

6.2.2.2 内防喷工具稳压时间不少于 5 min,其他井控装置稳压时间不少于 10 min。稳压期内,低压试压无可见渗漏为合格,高压试压压降不超过 0.7 MPa。

6.2.2.3 所有井控装置应建档,试压合格后出具检验合格证。

6.2.3 现场试压要求

6.2.3.1 闸板防喷器、节流管汇高压端、压井管汇、防喷管线试压值应高于作业层位预测井口最高关井压力且不超过井口最大允许关井套压;环形防喷器封闭钻具试压到额定工作压力的 70%;放喷管线试压不低于 10 MPa。稳压时间不少于 10 min,压降不超过 0.7 MPa。

6.2.3.2 防喷器重新安装、更换闸板或其他密封件后应重新进行试压。

6.2.3.3 分离器(不包括钻井液气分离器)应在不超过安全阀开启压力的前提下,按照额定工作压力的 80%试压,稳压时间不少于 15 min。

6.2.3.4 套管头与油管头连接单独密封试压时,试压值为套管头额定工作压力、套管抗外挤强度 80%的最小值。套管腐蚀的油气井由发包单位评估确定试压值。

6.2.3.5 油管头与油管头异径法兰、悬挂器单独密封试压时,试压值为油管头额定工作压力。

6.2.3.6 采油(气)树首次安装后,应对主阀以上进行整体试压,后续安装后应对安装的密封部位进行试压。试压值为预测井口最高关井压力和预测井口最高施工压力两者的最大值,稳压时间不少于 10 min,压降不超过 0.7 MPa。

6.3 使用

6.3.1 防喷器组

6.3.1.1 在防喷器上法兰面操作时,应采取法兰保护措施。

6.3.1.2 要求配备简易防喷装置时,应处于待命工况且能与井内管柱或井口快速连接。

6.3.1.3 手动防喷器和手动锁紧液压闸板防喷器应配备专用的手动操作工具。手动关井到位后管柱应处于居中位置。

6.3.1.4 在进行起下管柱作业前,应确认所有闸板都已完全打开到位。

6.3.1.5 不应用打开防喷器的方式来泄井内压力。

6.3.1.6 检修装有铰链侧门的闸板防喷器或更换闸板时,两侧侧门不应同时打开。

6.3.1.7 具有手动锁紧机构的液压闸板防喷器长时间关井后,应手动锁紧闸板。

6.3.1.8 装有环形防喷器时,溢流关井应先关闭环形防喷器,后关闭闸板防喷器。

6.3.1.9 防喷器不应作为采油(气)井口装置使用。

6.3.2 防喷器控制系统

6.3.2.1 正常作业时,远程控制台电源应置于“开”位,控制旋钮应处于“自动”位。

6.3.2.2 正常作业时,远程控制台蓄能器压力应保持 18.5 MPa~21 MPa,汇流管压力应保持 10.5 MPa±0.7 MPa,环形防喷器控制压力应保持 8.5 MPa~10.5 MPa,气源压力应保持 0.65 MPa~1 MPa。

6.3.2.3 控制半封闸板防喷器的换向阀处应标明闸板尺寸。

6.3.2.4 井内有管柱时,全封闸板控制阀不应关闭。

6.3.3 井控管汇(线)

6.3.3.1 阀门应挂牌标明开关状态。

6.3.3.2 节流管汇、压井管汇和防喷管线应采取防冻措施。

6.3.3.3 不应通过压井管汇灌注含固相成分的压井液,节流管汇应标明最大允许关井套压值。

6.3.3.4 手动平板阀开、关到底后,应回转 $1/4$ 圈~ $1/2$ 圈(带省力机构的手动平板阀按厂家规定值执行);开、关应一次到位,不应半开半闭和作节流阀用。

6.3.4 采油(气)井口装置

6.3.4.1 起油管悬挂器前应将顶丝全部退出主通径、上紧备帽,坐油管悬挂器后应将顶丝全部顶紧。

6.3.4.2 为双阀门时,正常情况使用外侧阀门,内侧阀门保持全开状态,有两个总阀门时先用上部的阀门,下部阀门保持全开状态。

7 施工作业

7.1 洗(压)井作业

7.1.1 洗(压)井施工应安排专人观察压力和出口返液情况。

7.1.2 最大施工压力应低于井口额定工作压力和套管抗内压强度的 80% 两者中的最小值。

7.1.3 循环压井应不少于 1.5 个循环周,压井液进出口密度差小于 0.02 g/cm^3 ,停泵油、套压均为 0,出口无外溢,再进行下步作业。

7.1.4 不能建立循环的油气井,应保持足够平衡地层压力的井筒液柱高度。

7.1.5 挤注法压井时,施工压力不应超过最大允许关井压力。

7.2 换装井口作业

7.2.1 换装井口装置前应压稳地层,观察时间不少于一个换装井口作业周期,出口无异常后,用原密度压井液循环不少于 1.5 个循环周,再进行作业。

7.2.2 换装井口装置前,应在油管、套管内增设机械屏障或采用冷冻井口的方式暂堵井筒时,应确保密封有效。

7.2.3 换装井口装置前,应准备好待换井口装置及垫环、螺栓、螺母、内防喷工具或抢接装置。

7.2.4 换装井口装置后,应按设计要求试压。

7.3 起下作业

7.3.1 起下抽油杆前,应按设计配备防喷装置,抽油杆简易防喷装置转换接头应与井内抽油杆匹配。

7.3.2 起下管柱作业前,应按设计要求安装井控装置,准备好内防喷工具、防喷单根(或短节)及配合接头等,并置于井口附近便于取用的位置。

7.3.3 起下管柱时应核实灌入液和返出液情况,并做好记录。灌液量、灌入液密度应保证井底压力能平衡作业层位最高地层压力。

7.3.4 起下大直径工具时,应密切观察悬重及井口液面。在油气层井段及顶部以上 300 m 内,应控制起下速度。

7.3.5 起下外挂电缆管柱,应备好电缆剪断工具。

7.3.6 三高油气井起管柱完毕,等停期间应下入不少于作业层位以上井深三分之一的管柱。

7.4 旋转作业

7.4.1 施工过程中,应安排专人监测泵压、进出口排量、密度、循环罐液面等变化情况,并做好记录。

7.4.2 打开封堵层位前,应确保上部静液柱压力能平衡下部圈闭压力,或采用带压作业。

7.4.3 钻磨套铣作业起管柱前,应充分循环压井液。

7.5 射孔作业

7.5.1 油管(钻杆)输送射孔作业

7.5.1.1 预测能自喷或含硫油气井等应优先选用油管输送射孔。

7.5.1.2 井口装置压力等级应与待射层地层压力相匹配,采油(气)井口装置防硫性能应满足要求。

7.5.1.3 井口装置换装后应按设计要求试压合格。

7.5.1.4 压力起爆射孔时,井口加压值应确保套压不超过最大允许关井套压。

7.5.1.5 射孔后起管柱前应按设计要求进行压井、安装井控装置。

7.5.2 带压油管(钻杆)输送射孔作业

7.5.2.1 起下射孔枪或管柱前,应及时检查安全防喷器半封闸板、安全卡瓦和固定卡瓦,确保夹持部位尺寸与管柱匹配,并准备好防喷单根。

7.5.2.2 采用油管加压引爆时,下入过程确保油管内液柱压力低于起爆压力;采用环空加压引爆时,下入过程应监测并控制环空压力,确保低于起爆压力。

7.5.3 电缆输送射孔作业

7.5.3.1 现场应配备电缆剪断工具。

7.5.3.2 在井口开放的情况下,不应进行负压条件下的电缆输送射孔作业。

7.5.3.3 安排专人观察井口液面情况,根据需要及时补灌压井液,并做好记录。

7.5.3.4 射孔结束后,观察无异常,应立即进行下步作业,不应空井等停。

7.5.4 带压电缆输送射孔作业

7.5.4.1 电缆防喷装置应满足作业条件,各组件功能正常,尺寸、规格与电缆匹配。

7.5.4.2 电缆防喷装置安装完后应进行试压,压力应大于作业时最大井口压力的 1.2 倍,但不超过电缆防喷装置的额定工作压力,稳压时间不少于 10 min,压降不超过 0.7 MPa。

7.5.4.3 电缆防喷装置工作期间应观察回脂管线排出物情况,视情况增大注脂控制系统压力和排量或降低电缆上提速度。

7.5.4.4 电缆在上提或下放过程中应控制速度,如发生电缆在注脂控制头遇卡、动密封失效、井口泄漏等情况,应立即停止起下电缆,关闭电缆防喷器半封闸板。

7.5.4.5 点火后应观察井口压力的变化,在确认上顶力不大于射孔管串重量后方可上提电缆。确认仪器(工具)串全部进入防喷管,关闭井口防喷器或采油(气)树阀门泄压后,方可拆卸仪器(工具)串及电缆防喷装置。

7.6 诱喷、替喷作业

7.6.1 高压油气井、含硫油气井不应在夜间进行诱喷作业。

7.6.2 施工目的层为气层或含有硫化氢的油气井不应使用抽汲方式进行诱喷作业。

7.6.3 实施气举作业不应使用空气作为介质。气举最大掏空深度不应超过套管允许最大掏空深度。

7.6.4 替喷液密度应根据压井液密度、套管抗内压强度、井口装置等情况,选定适宜的替喷液密度;替喷前应对采油(气)树、油管头、回收管线、放喷管线、分离器等进行检查试压;替喷过程中应记录返出流体的性质和数量。

7.7 放喷、测试作业

7.7.1 放喷、测试前,应检查采油(气)井口装置各部分的连接紧固情况。

7.7.2 使用节流阀或油嘴控制放喷,放出的天然气应点火燃烧或回收处理。

7.7.3 放喷、测试过程中井口装置、测试流程和液气出口发生刺、漏应立即关井处置。

7.7.4 有冰堵、水合物堵风险时,应提前做好防冻、保温工作。

7.8 酸化压裂作业

7.8.1 酸化压裂设计应预测最高施工压力,选择合适的注入管柱、压裂井口和高压管汇,明确施工限压和最大允许关井套压。

7.8.2 压裂井口、地面管汇应开关灵活、清洁完好,满足施工要求。压裂井口主通道应至少有两个主阀。主管汇应有限压保护措施。

7.8.3 施工前,应对压裂井口主阀及高压管汇按施工限压试压,稳压时间不少于 5 min,压降不超过试压压力的 2.5%;套管压裂井,井筒试压值不低于预测最高施工压力,稳压时间不少于 30 min,压降不超过 0.5 MPa。

7.8.4 施工前,开展邻井连通情况及压窜风险排查;压裂期间,应监测本井及邻井压力情况,发现异常情况及时采取降排量、停泵等措施。

7.8.5 压裂期间安排专人监控压裂井口,采取硬隔离措施防止无关人员进入高压危险区,发现井口上移、刺漏等异常情况及时报告并处置。

7.9 带压作业

7.9.1 带压作业设计中应明确最大无支撑长度、管柱起下速度要求等。

7.9.2 安全防喷器组、工作防喷器组压力等级应不小于预测最高关井压力、预测最高施工压力两者中最大值的 1.1 倍。平衡泄压系统压力等级应与防喷器匹配。

7.9.3 气井带压作业安全防喷器组与工作防喷器组的防喷器控制系统应单独配置。油水井带压作业安全防喷器组、工作防喷器组应能独立控制。

7.9.4 气井和井口控制压力不小于 21 MPa 的油井,安全防喷器组应配备剪切闸板。

7.9.5 气井带压作业现场应配备气体燃烧装置。

7.9.6 带压作业操作台应配备逃生装置。

7.9.7 起下管柱及其他非特殊情况,不应动用安全防喷器组。中途停止施工,井内无管柱时应关闭全封防喷器并手动锁紧;井内有管柱时,应关闭安全半封防喷器,手动锁紧,关闭固定卡瓦或游动卡瓦,安装并关闭管柱旋塞阀。起下管柱时,卡瓦应避开管柱接箍等变径位置。

7.9.8 操作平台上应配备至少一套全通径旋塞阀、转换接头和开关工具。

7.9.9 防喷器组自下而上逐级试压。安全闸板防喷器试压值为预测最高关井压力、预测最高施工压力两者中最大值的 1.1 倍且不超过额定工作压力。工作闸板防喷器试压值为预测最高施工压力的 1.1 倍且不超过额定工作压力。工作环形防喷器试压值不超过额定工作压力的 70%。平衡/泄压管汇、压井和放喷管线按闸板防喷器试压值试压。稳压时间不少于 10 min,压降不超过 0.7 MPa。

7.9.10 油管堵塞工具完成堵塞后,逐级卸掉管内压力,观察时间不少于 30 min,合格后方可进行下步作业。

7.9.11 起原井管柱,接近油管压力控制装置前,应探测油管压力控制装置位置;下施工管柱前,应在管

柱下部连接油管压力控制装置。

7.9.12 起下作业过程中,环形防喷器关闭压力设置以管柱本体通过无可见渗漏为原则。

7.9.13 工作闸板防喷器开关前,应确保闸板上下压力平衡,半封闸板关闭时应避开管柱变径位置,关闭后不应通过与闸板尺寸不匹配的管柱。

7.9.14 施工现场应明确防止水合物防冻堵的安全措施。

7.10 连续油管作业

7.10.1 压力控制设备压力等级应不小于预测最高关井压力、预测最高施工压力两者中最大值的 1.1 倍;连续油管抗内压强度不小于预测最高施工压力的 1.25 倍,材质应满足井内介质要求。

7.10.2 除连续油管带压裂工具外,底部工具组合应使用单流阀。

7.10.3 入井工具组合无法全部进入井控装置组合时,应使用升高短节、转换短节或防喷管。

7.10.4 压力控制设备安装后应对总闸门以上装置及工具串进行系统试压,试压值为预测最高关井压力、预测最高施工压力两者中最大值的 1.1 倍且不超过额定工作压力。单流阀和连续油管接头试压值为预测最高关井压力的 1.1 倍,稳压时间不少于 10 min,压降不超过 0.7 MPa。

7.10.5 施工期间控制内外连续油管压差,确保不超过设计最高施工压力、最大允许下深。

7.10.6 作业过程中,应观察井口和循环压力变化,及时调节内外张紧力和自封压力。

7.10.7 替喷作业应注意井口压力变化和出口情况,如发现压力快速上升、出口排液增强、点火口火势变大,应控制回压或在安全范围内关放喷流程,起出连续油管。

7.10.8 关闭井口主阀前应确认工具串完全进入防喷管,设备拆卸前应确认井口主阀完全关闭并泄压。

7.11 钢丝(绳)、电缆作业

7.11.1 钢丝(绳)、电缆作业应配备专用剪断器。套管内作业的应安装全封闸板防喷器,油管内作业的应安装主阀。

7.11.2 三高油气井应安装压力等级不低于作业层位预测井口最高关井压力的专用防喷器组,并试压合格。

7.11.3 实施投捞等连通作业前,应对上部管柱内预加相应的平衡压力。

7.12 其他作业

7.12.1 施工作业期间,应根据工序安排专人在液体出口处观察显示情况。

7.12.2 不连续作业时,预计有自喷能力的井,应装好采油(气)树;预计不具备自喷能力的井,应关闭井控装置,防止发生井喷。

7.12.3 如遇事故复杂应首先考虑井控风险,制定措施,风险可控再进行下步施工。

7.12.4 打捞作业解卡成功后,应上提进行观察,无溢流方可进行下步作业。捞获大直径工具上提管柱时,应控制起钻速度,并有防上顶措施。

7.12.5 冲砂时在第一根管柱或方钻杆下安装旋塞阀。冲开被埋的油、气、水层时,要监测出口排量,当发现进、出口排量不一致时,应上提管柱、保持循环、分析原因。

7.12.6 注塞作业过程中应保持井内压力平衡,防止井内压力失衡导致溢流。候凝完成后应探水泥塞面,确认塞面深度符合设计要求,并对水泥塞进行试压。

8 防火防爆措施

8.1 井场布局应满足防火的安全要求。井场防爆区域内的电气系统应符合防爆要求。

8.2 井场的明显处和有关设施、设备处应设置安全警示标志。

- 8.3 井场应配备消防器材,并定期进行检查和更换失效器材。灭火器应悬挂检查记录标签。
- 8.4 钻台(操作台)上下、机泵房等周围不应堆放杂物及易燃易爆物。
- 8.5 施工中进出井场的车辆、作业机和柴油机的排气管应无破损并有防火装置。
- 8.6 油气层作业过程中,未经动火作业审批,不应在井场使用电焊、气焊等明火。
- 8.7 井场应配备固定式或便携式可燃气体检测仪,在井口、排液出口等气体易聚集位置配备防爆通风装置。

9 防硫化氢措施

- 9.1 含硫地区的井下作业队伍应配备硫化氢监测仪器和正压式空气呼吸器。
- 9.2 井场的燃烧池、放喷管线出口及点火口的位置应充分考虑主要风向和季节风风向。
- 9.3 井场应设置明显的硫化氢警示标志及风向标。
- 9.4 井场周围应设置至少两处临时安全区,一处应位于当地季节风的上风方向。
- 9.5 当在空气中硫化氢含量大于或等于 30 mg/m^3 (20 ppm) 的环境进行作业时,应做好人员安全防护工作。

10 溢流处置

- 10.1 关井最高压力不应超过最大允许关井压力。
- 10.2 关井后应核实关井压力和溢流量。根据施工井关井后情况,采取节流放喷或压井措施,直到溢流处理结束。
- 10.3 压井作业应有施工方案,并进行技术交底。
- 10.4 天然气溢流关井后若不能及时压井,应采取相应处理措施防止井口压力过高。

11 井喷失控处置

- 11.1 井喷失控后应防止井喷着火或事故后果扩大,立即向上一级主管单位或有关部门汇报。
- 11.2 高含硫油气井井喷失控后,应协助当地政府做好居民的疏散工作。
- 11.3 设置观察点,定时取样,测定井场各处有毒有害气体含量,划分安全范围。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。
- 11.4 高含硫油气井井喷失控后,在人员生命受到严重威胁、撤离无望,且短时间内无法恢复井口控制时,应按照应急预案实施弃井点火。

12 其他要求

- 12.1 井下作业施工队伍应对设备设施上的危险源进行全面辨识,制定风险消减控制措施,执行巡回检查制度,及时排查并消除设备设施隐患。
- 12.2 井下作业施工队伍应对作业活动中存在的危险源进行识别,制定风险消减措施并落实。
- 12.3 井下作业施工作业现场涉及两个以上生产经营单位在同一作业区域内进行生产经营活动,可能危及对方生产安全的,应当签订安全生产管理协议并落实。