



中华人民共和国安全生产行业标准

AQ 2083—2025

陆上石油天然气钻井安全规范

Safety specification for onshore petroleum and natural gas drilling

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
6 井控装置	5
6.1 安装	5
6.2 试压	7
6.3 使用	7
7 钻开油气层前的准备与检查验收	8
8 油气层施工作业	8
8.1 钻进作业	8
8.2 起下钻作业	9
8.3 取心作业	9
8.4 录井作业	9
8.5 测井作业	9
8.6 固井作业	10
9 防火防爆措施	10
10 防硫化氢措施	10
11 溢流处置	10
12 井喷失控处置	11
13 其他要求	11

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、中国石油集团安全环保技术研究院有限公司、中石化胜利石油工程有限公司、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、中国石油大学(北京)、西南石油大学、中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司、安东石油技术(集团)有限公司。

本文件主要起草人：张勇、张松杰、江泽帮、张文沛、史永伟、耿宝、郭云鹏、王学强、李爱忠、樊建春、汪文广、王明、徐非凡、贾巍然、景英华、杨轲舸、王志洋、董黎明、段小明、高新清、张耀明、石昌帅、陈高松、韩传军、张坤。

本文件为首次发布。

陆上石油天然气钻井安全规范

1 范围

本文件规定了陆上石油天然气钻井安全管理要求,以及设计、井控装置、钻开油气层前的准备与检查验收、油气层施工作业、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)的钻井作业。

本文件不适用于煤层气钻井作业。

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 20972(所有部分) 石油天然气工业 油气开采中用于含硫化氢环境的材料

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 **sulfurous oil and gas well**

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未经储层改造自然测试的产量数据。

[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

溢流 overflow

因地层流体侵入井内引起井口返出的钻井液量比泵入量大,或停泵后井口钻井液自动外溢的现象。

[来源:GB/T 8423.2—2018,2.9.34]

3.7

井漏 lost circulation

在钻井、固井等井筒作业中,钻井液、水泥浆等流体漏入地层的现象。

[来源:GB/T 8423.2—2018,2.10.38,有修改]

3.8

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]

3.9

井喷失控 out of control for blowout

发生井喷后,无法用井口防喷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]

3.10

发包单位 operator

将石油天然气钻井有关的工程、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企业。

3.11

承包单位 contractor

承揽石油天然气钻井有关的工程、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) 钻开油气层的申报、审批;
- 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、套管头、钻井四通、防喷器控制装置、节流管汇、压井管汇、内防喷工具等的采购质量控制机制。

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、钻井作业现场负责人、技术人员、司

钻、副司钻、井架工、溢流监测人员、录井工、钻井液工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钻井作业及从事现场技术服务的人员应接受硫化氢防护培训，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；
- 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、检测和维护。

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。建立三高油气井、探井和其他重点井监督制度，油气层钻井期间，发包单位应委派监督驻井或巡井。

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，制定钻井井控实施细则。

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、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，对单井进行井控风险分级。

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 承包单位的钻井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。

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进行跟踪回访。

5.2 地质设计

5.2.1 地质设计中所提供的井位应符合下列安全距离要求，若因特殊情况不能满足要求时，发包单位应组织进行安全评估、论证，经批准后方可实施。

- a) 油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75 m，距民宅不小于 100 m，距铁路及高速公路不小于 200 m，距学校、医院、油库、人口密集及高危场所等不小于 500 m；
- b) 油气井之间的井口中心间距不小于 2 m；高压油气井、高含硫油气井井口距其他井井口之间的距离大于钻进本井所用钻机的钻台长度，且不小于 8 m。

5.2.2 以井口中心点为基准，对区域探井及高含硫油气井周围 5 000 m、探井周围 3 000 m 范围内的居

民住宅、学校、公路、铁路和厂矿等进行勘测,并调查 500 m 以内的人口分布及其他情况,在地质设计中标明位置和说明。

5.2.3 在地下矿产采掘区钻井,地质设计中应标明采掘矿井井口位置及坑道的分布、走向、长度和离地表深度。设计井筒与地下矿产采掘坑道、矿井通道之间的距离应不小于 100 m。

5.2.4 地质设计中应提供本井预测全井段地层孔隙压力剖面、地层坍塌压力剖面、地层破裂压力剖面(裂缝性碳酸盐岩地层只需提供邻近已钻井地层承压能力试验数据)、浅气层资料、油气水显示和复杂情况等。

5.2.5 地质设计中应提供本构造邻井的钻探情况,包括邻井井身结构、水泥返高、固井质量及邻井注采层位和钻井复杂情况等资料。在开发调整区钻井,地质设计中应明确邻近注水、注气(汽)井分布及注水、注气(汽)情况,提供分层动态压力数据。

5.2.6 在含硫化氢等有毒有害气体的地区钻井,地质设计中应对含硫化氢等有毒有害气体层位、埋藏深度及含量进行预测说明,针对三高油气井应进行明确提示。

5.3 工程设计

5.3.1 井身结构设计

5.3.1.1 工程设计应根据地层孔隙压力、地层破裂压力、岩性剖面及保护油气层的需要,设计合理的井身结构和套管层序。

5.3.1.2 井身结构应符合以下安全技术要求:

- a) 表层套管下深应能封隔浅部复杂层段,固井水泥应返至地面;
- b) 技术套管下深要考虑防止喷、漏、塌、卡的需要;
- c) 在地下矿产采掘区钻井,表层或技术套管下深应封住开采段并超过其 100 m 以上,固井水泥应返至地面;
- d) 高压油气井、高含硫油气井的技术套管、生产套管水泥应返至上一级套管内或地面;
- e) 尾管的管外水泥应返至悬挂器位置。

5.3.2 钻井液设计

5.3.2.1 钻井液设计应根据地质资料和钻井安全要求设计钻井液类型和密度。

5.3.2.2 除欠平衡、控压钻井及压力敏感性窄密度窗口地层钻井外,常规钻井工艺下钻井液密度设计应以各裸眼井段中的最高地层孔隙压力当量密度值为基准,根据地层孔隙压力的预测精度、油气水层的预测产能、油气水层的埋藏深度、地层油气中硫化氢的含量、地层坍塌压力和地层破裂压力等情况,按以下要求附加安全值或附加压力:

- a) 油井、水井附加安全值为 $0.05 \text{ g/cm}^3 \sim 0.10 \text{ g/cm}^3$ 或附加压力 $1.5 \text{ MPa} \sim 3.5 \text{ MPa}$;
- b) 气井附加安全值为 $0.07 \text{ g/cm}^3 \sim 0.15 \text{ g/cm}^3$ 或附加压力 $3.0 \text{ MPa} \sim 5.0 \text{ MPa}$ 。

5.3.2.3 钻开油气层前应储备加重钻井液或加重材料,含硫油气井还应储备除硫剂。

5.3.3 固井设计

5.3.3.1 技术套管材质、强度、扣型、管串结构设计(包括钢级、壁厚以及扶正器等附件)应满足封固复杂井段、固井工艺、井控安全以及下一步钻井中应对地层不同流体的要求。

5.3.3.2 生产套管材质、强度、扣型、管串结构设计(包括钢级、壁厚以及扶正器等附件)应满足固井、完井、井下作业及油气生产的要求。

5.3.3.3 高含硫油气井生产套管及其他管材和工具应满足抗酸性气体腐蚀的要求。

5.3.3.4 固井设计水泥用量应满足固井水泥返高的要求。固井和候凝过程应确保井筒液柱压力稳定。

5.3.4 井控装置设计

- 5.3.4.1 防喷器压力等级应与相应井段中的最高地层压力或预计最大关井压力相匹配。
- 5.3.4.2 三高油气井从最后一层技术套管固井后直至完井、原钻机试油的全过程,应安装剪切闸板防喷器。剪切闸板防喷器的压力等级、通径应不小于与其配套的井口装置的压力等级和通径。
- 5.3.4.3 三高油气井和探井应安装使用标准套管头。
- 5.3.4.4 防喷管线、节流管汇及压井管汇的压力等级应不低于设计井口防喷器压力等级。
- 5.3.4.5 应明确各次开钻井口装置及井控管汇安装、试压要求,并绘制安装示意图。
- 5.3.4.6 应根据需要明确钻具内防喷工具、钻井液循环罐液面监测与报警装置、钻井液处理装置和灌注装置的配备要求。
- 5.3.4.7 探井、气井、含硫油气井、气油比高的油井应配备钻井液液气分离器。
- 5.3.4.8 有抗硫要求的井口装置及井控管汇应符合 GB/T 20972 的相应规定。

5.3.5 其他要求

- 5.3.5.1 工程设计中应对同一区域曾发生的井喷、溢流、井漏等情况进行描述和风险提示。
- 5.3.5.2 探井应做地层破裂压力试验(裂缝性碳酸盐岩地层除外)。
- 5.3.5.3 在含硫化氢等有毒有害气体的地区钻井,设计中应制定相应的安全措施。
- 5.3.5.4 欠平衡等特殊工艺、工序施工,设计中应制定专项井控技术措施。

6 井控装置

6.1 安装

6.1.1 通用要求

- 6.1.1.1 按工程设计要求配备井控装置。防喷器、节流管汇、压井管汇、防喷管线、内防喷工具等应经过井控车间检验合格。
- 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

- 6.1.2.1 防喷器顶部用栽丝法兰方式连接防溢管时,未使用的栽丝螺孔应进行封堵。
- 6.1.2.2 防喷器组合安装完毕后,校正井口、转盘、天车中心,其偏差应不大于 10 mm。用直径不小于 15.9 mm 的钢丝绳在井架底座的对角线上将防喷器组绷紧固定。
- 6.1.2.3 所有密封的闸板防喷器应配备锁紧装置。
- 6.1.2.4 安装剪切闸板防喷器的井,应配备相应的钻具死卡。
- 6.1.2.5 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。

6.1.3 钻井四通和防喷管线

- 6.1.3.1 钻井四通两翼应分别安装两个闸阀,并编号挂牌,标明开、关状态。使用分流器时,其四通两翼应分别至少安装一个阀门。
- 6.1.3.2 防喷管线通径应不小于 78 mm,采用标准法兰连接;额定工作压力大于 35 MPa 的防喷管线

应采用钢制管线,防喷管线转弯处应采用相同压力等级的角度不小于 120° 预制铸(锻)钢弯头或 90° 耐冲蚀弯头。

6.1.4 节流管汇和压井管汇

6.1.4.1 节流管汇和压井管汇所有闸阀应编号挂牌,并标明其开、关状态。

6.1.4.2 节流管汇安装液动节流阀时应配备节流控制箱,控制箱的气源管线应有单独阀门控制。套管压力表及套管压力变送器(传感器)应安装在节流管汇五通上。立管压力变送器(传感器)在立管上应垂直于钻台平面安装。

6.1.4.3 节流管汇和压井管汇上压力表应配套安装截止阀。使用高、低量程抗(耐)震压力表时,低压力量程表截止阀日常应处于常关状态。

6.1.5 放喷管线

6.1.5.1 放喷管线通径应不小于 78 mm ,转弯处应采用角度不小于 120° 预制铸(锻)钢弯头或 90° 耐冲蚀弯头。放喷管线不允许活接头连接和在现场进行焊接连接。

6.1.5.2 含硫油气井至少应安装两条放喷管线,其布局夹角为 $90^{\circ}\sim 180^{\circ}$ 。含硫油气井放喷管线出口距井口的距离不小于 100 m ,距各种设施不小于 50 m ,且方便点火。

6.1.5.3 放喷管线每隔 $10\text{ m}\sim 15\text{ m}$ 及转弯处应采用水泥基墩加地脚螺栓、地锚或预制基墩固定,出口处应用双基墩固定,并配备点火装置。

6.1.5.4 放喷管线跨越 10 m 宽以上的河沟、水塘等障碍时,悬空处应支撑牢固。含硫油气井放喷管线连接法兰不应被遮挡,在穿越汽车道、人行道等处用防护装置保护。

6.1.5.5 两条放喷管线走向一致时,管线应分别固定。

6.1.6 防喷器控制装置

6.1.6.1 远程控制台应安装在面对井架大门左侧,距井口不小于 25 m ,周围留有安全通道,不应堆放易燃、易爆、腐蚀物品。

6.1.6.2 远程控制台所需电源应从发电房或配电房用专线直接引出,用单独的开关控制。

6.1.6.3 远程控制台控制全封闸板的手柄应安装防误操作的防护装置,控制剪切闸板的手柄应安装防误操作的限位装置。

6.1.6.4 司钻控制台应安装在钻机司钻操作台一侧,固定牢固。

6.1.7 内防喷工具

6.1.7.1 采用转盘驱动时,应安装方钻杆旋塞阀;采用顶部驱动时,应安装液动旋塞阀和手动旋塞阀。

6.1.7.2 钻台上应配备与钻具扣型相符的钻具止回阀或旋塞阀,以及抢接专用工具。

6.1.7.3 钻具内防喷工具的额定工作压力等级应与设计防喷器的压力等级相匹配。 105 MPa 及以上压力等级的防喷器按以下要求选配:

- a) 应选用 105 MPa 压力等级的旋塞阀;
- b) 应选用 70 MPa 及以上压力等级的钻具止回阀。

6.1.7.4 油气层钻井作业应在近钻头处安装钻具止回阀,特殊情况不安装钻具止回阀,包括但不限于以下情况:

- a) 堵漏钻具组合;
- b) 下尾管前的称重钻具组合;
- c) 处理卡钻事故中的爆炸松扣打捞钻具组合;
- d) 穿心打捞测井电缆及仪器钻具组合;

e) 传输测井钻具组合。

6.1.8 钻井液液气分离器

6.1.8.1 钻井液液气分离器处理量的选择应满足工程设计要求。

6.1.8.2 钻井液液气分离器应安装在节流管汇出口一侧,与节流管汇之间用专用管线连接。

6.1.8.3 进液管线通径应不小于节流管汇出口通径。

6.1.8.4 排液管线应接至钻井液循环罐上的振动筛前的分配箱上,悬空长度超过 6 m 应支撑固定,排液管口不应埋在箱内液体中,出口处固定牢固。

6.1.8.5 排气管线通径不小于罐体排气口通径。排气管线应接至安全地带,出口端应安装防回火装置并配备点火装置。

6.1.9 其他装置

6.1.9.1 钻井液循环罐应安装液面监测装置。

6.1.9.2 钻井现场应配有钻井液加重装置。

6.2 试压

6.2.1 通用要求

6.2.1.1 井控装置的密封试压应用清水或防冻液体。

6.2.1.2 钻具内防喷工具试压稳压时间应不少于 5 min,其他井控装置的试压稳压时间不少于 10 min,高压试压压降不超过 0.7 MPa,低压试压密封部位无渗漏为合格。所有的试压均应留有试压曲线记录。

6.2.1.3 钻井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

6.2.2.1 井控装置要实行专业化管理,由井控车间负责井控装置的站内检查、检验、修理、试压及现场技术服务。所有井控装置应建档,试压合格后出具检验合格证。

6.2.2.2 在井控车间应对闸板防喷器做 1.4 MPa~2.1 MPa 的低压试压。环形防喷器(封闭钻杆,不封空井)、闸板防喷器、钻井四通、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级试压。

6.2.3 现场试压

6.2.3.1 在钻井现场安装井控装置后,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)应做额定工作压力 70%的试压;闸板防喷器、钻井四通、防喷管线、压井管汇应按额定工作压力试压;节流管汇按各控制元件的额定工作压力分级试压;放喷管线连接后应试压检查连接密封情况。

6.2.3.2 各级套管头安装后的密封试验压力应为套管抗外挤强度的 80%与套管头连接法兰额定工作压力两者中的最小值。

6.3 使用

6.3.1 防喷器

6.3.1.1 关闭半封闸板防喷器时,胶芯密封关闭的位置应避开钻杆接头和加厚部位。

6.3.1.2 当井内有钻具时,非特殊情况下不应关闭全封闸板防喷器或剪切闸板防喷器。

6.3.1.3 现场检修装有铰链侧门的闸板防喷器或更换其闸板时,不应同时打开两侧门。

6.3.1.4 不应用打开防喷器的方式来泄井内压力。

6.3.2 防喷器控制装置

6.3.2.1 远程控制台换向阀手柄开关转动方向与控制对象的开关动作应一致。

6.3.2.2 远程控制台蓄能器应预充氮气,充氮压力符合厂家规定值。

6.3.2.3 远程控制台蓄能器压力为 18.5 MPa~21 MPa,汇流管压力为 10.5 MPa $\pm$ 0.7 MPa,环形防喷器控制压力为 8.5 MPa~10.5 MPa,气源压力为 0.65 MPa~1 MPa。

6.3.2.4 远程控制台储能器储存的液体量,应满足在停泵、井口无回压时能够关闭一套全开状态的环形防喷器和闸板防喷器组并打开液动放喷阀。

6.3.3 井控管汇

6.3.3.1 压井管汇不应用于日常灌注钻井液。

6.3.3.2 防喷管线、节流管汇和压井管汇应采取防冻措施。最大允许关井套压值在节流管汇和节流控制箱处用标示牌标示。

6.3.3.3 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 钻具内防喷工具

6.3.4.1 油气层作业应使用方钻杆旋塞阀或顶驱旋塞阀,并定期开关活动。

6.3.4.2 钻台上配备的钻具内防喷工具,每次起钻前应检查活动。

6.3.4.3 钻具止回阀每次入井前,应检查密封情况。

6.3.4.4 钻具底部装有钻具止回阀,在起下钻发生溢流时,应按关井程序控制井口。

7 钻开油气层前的准备与检查验收

7.1 调整区块钻井应检查邻近注水、注气(汽)井停注、泄压情况。

7.2 应向钻井现场有关工作人员进行工程、地质、钻井液、井控装置和井控措施等方面的技术交底。

7.3 作业班组应根据不同工况开展防喷演习。

7.4 钻井现场值班负责人应 24 h 现场带班。

7.5 钻开油气层前 100 m 应开始溢流监测,指定专人或采取技术手段观察和记录钻井液循环罐液面变化及起下钻灌入或返出钻井液情况。

7.6 应检查钻井设备、仪器仪表、井控装置、防护设备及专用工具等,确保安装符合规定,功能正常。

7.7 钻井液的密度及其他性能应符合设计要求,按设计储备加重钻井液、加重剂、堵漏材料和其他处理剂。

7.8 钻开含硫油气层前,应对井场的硫化氢防护措施进行检查。

7.9 检查验收合格后,应经发包单位批准方可钻开油气层。

8 油气层施工作业

8.1 钻进作业

8.1.1 钻井队应按工程设计选择钻井液类型和密度值。当发现设计与实际不相符合时,应按审批程序及时申报变更设计,经批准后才能实施;若遇紧急情况,已经危及井控安全时,钻井队先进行处理,再及时上报。

8.1.2 探井应根据地层压力监测和实钻结果,及时调整钻井液密度。

8.1.3 钻开油气层前 50 m~100 m 及油气层钻进过程中,应做低泵冲试验,并做好排量、循环压力、井深、钻井液密度、钻头尺寸等记录。

8.1.4 加强对溢流预兆及溢流显示的监测,发现溢流、井漏及油气显示等异常情况,应立即报告司钻。

8.1.5 发现气侵应及时排除,气侵钻井液未经排气不应重新注入井内。

8.1.6 在油气层钻进作业中不应使用有线随钻仪。

8.2 起下钻作业

8.2.1 起钻前应充分循环井内钻井液,使其性能均匀,进出口密度差不大于 0.02 g/cm^3 。

8.2.2 进行短程起下钻检查油气侵和溢流,包括但不限于以下情况:

- a) 钻开油气层后第一次起钻前;
- b) 钻进中曾发生严重油气侵起钻前;
- c) 溢流压井后起钻前;
- d) 调低井内钻井液密度后起钻前;
- e) 钻开油气层井漏堵漏后起钻前;
- f) 须长时间停止循环进行其他作业(电测、下套管、下油管、中途测试等)起钻前。

8.2.3 短程起下钻后循环观察,油气上窜速度应满足安全作业时间,方可正式起钻。

8.2.4 起钻中应及时向井内灌满钻井液,专人坐岗记录、核对钻井液灌入量,发现异常情况及时汇报。

8.2.5 钻头在油气层中和油气层顶部以上 300 m 井段内起钻应控制速度。

8.2.6 起钻完应及时下钻,检修设备时应保持井内有一定数量的钻具,观察出口钻井液返出情况,不应在空井情况下进行设备检修。

8.2.7 下钻前应观察井内液面,无异常情况方可下钻。

8.2.8 下钻中应控制钻具下放速度,专人坐岗记录、核对钻井液返出量,发现异常情况及时汇报。

8.2.9 钻具底部装有钻具止回阀时,每下 20 柱~30 柱钻杆至少向钻具内灌满一次钻井液;下钻至主要油气层顶部前应灌满钻井液。

8.2.10 若静止或下钻时间过长,应分段循环钻井液。

8.2.11 临时中止起下钻时,应在钻具上安装内防喷工具,并监测井筒钻井液液面情况。

8.3 取心作业

8.3.1 含硫油气井取心作业,岩心筒到达地面前至少 10 个立柱至出心作业完,应开启防爆通风设备,并监测环境硫化氢浓度;当超过 30 mg/m^3 (20 ppm) 时,现场人员应佩戴正压式空气呼吸器。

8.3.2 在井口组装取心工具或出心过程中发生溢流时,应立即停止作业,抢接防喷单根(立柱)或将取心工具提出井口,按程序控制井口。

8.4 录井作业

8.4.1 综合录井队应按设计要求,在钻井液循环罐、计量罐安装液面检测装置,并定期校正;在含硫油气井或新探区录井作业时,还应安装固定式硫化氢检测及声光报警系统,配备便携式气体检测仪、正压式空气呼吸器等。

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

8.4.3 录井人员发现溢流、井漏或硫化氢显示等异常情况应立即报告司钻。

8.5 测井作业

8.5.1 测井前应保证井眼通畅、钻井液性能稳定,油气上窜速度满足测井作业安全要求。

8.5.2 测井前应对现场作业人员进行技术交底,对井控风险防控、硫化氢防护提出具体要求,明确应急处置程序。

8.5.3 电缆测井应配备剪断电缆的工具和电缆悬挂工具。电缆测井时发生溢流应尽快起出井内电缆关井,若条件不允许,应立即剪断电缆关井。

8.5.4 测井时间长,不能满足油气上窜速度的安全条件时,应中途通井循环。

8.6 固井作业

8.6.1 固井施工应按设计落实井控技术措施。

8.6.2 下技术套管和生产套管前,应换装与套管尺寸匹配的半封闸板,或准备相应的防喷单根(立柱)及转换接头。

8.6.3 固井作业全过程应保持井内压力平衡,防止因井漏、水泥浆稠化初凝失重造成井内压力失衡而导致溢流。

9 防火防爆措施

9.1 井场钻井设备的布局应满足防火的安全要求。井场距井口 30 m 以内的电气系统应符合防爆要求。

9.2 井场的明显处和有关设施、设备处应设置安全警示标志。

9.3 现场应配备适用的消防器材,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。

9.4 钻台上下、机泵房周围不应堆放杂物及易燃易爆物。

9.5 井场动火作业应履行动火审批程序。

9.6 井场应配备固定式或便携式气体检测仪。在有可燃气体环境作业时,在井口、振动筛等气体易聚集位置应配备防爆通风装置。

10 防硫化氢措施

10.1 含硫地区的钻井现场作业队伍应配备硫化氢监测仪器和正压式空气呼吸器。

10.2 在钻台上下、振动筛、钻井液循环罐等气体易聚集的地方应使用防爆通风设备。

10.3 钻机设备的安放位置应考虑当地的主要风向和钻开含硫油气层时的季节风风向。

10.4 在井场应设置明显的硫化氢警示标志及风向标。

10.5 井场周围应设置至少两处临时安全区,一处位于当地季节风的上风方向。

10.6 钻开含硫油气层前,应进行防硫化氢安全技术交底。

10.7 含硫油气井钻井液按设计要求加入除硫剂,pH 值应控制在 9.5 以上(油基钻井液碱度控制在 2.5 以上)。

10.8 当在空气中硫化氢含量大于或等于 30 mg/m³(20 ppm)的环境进行作业时,应做好人员安全防护工作;当处于钻进工况时,应暂停钻进,并采取控制和处理措施。

11 溢流处置

11.1 发现溢流应立即关井处置,疑似溢流应关井检查。

11.2 最大允许关井压力不应超过近井口段最内层套管抗内压强度的 80%和井口装置额定工作压力两者中的最小值,若套管深度较浅,关井压力与静液柱压力之和不应超过套管鞋下的地层破裂压力。

11.3 关井后应核实关井套压和溢流量,求取关井立压,并根据关井立压和套压的不同情况,采取相应处理措施。

11.4 压井作业应有施工方案,并进行技术交底。

11.5 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。

12 井喷失控处置

12.1 井喷失控发生后应防止井喷着火或事故后果扩大,立即向上级主管单位或有关部门汇报。

12.2 高含硫油气井井喷失控后,应协助当地政府做好井口 500 m 范围内居民的疏散工作。

12.3 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。

12.4 高含硫油气井井喷失控后,在人员生命受到严重威胁,且短时间内无法恢复井口控制时,应按照应急预案实施点火。

13 其他要求

13.1 钻井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。

13.2 钻井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。

13.3 钻井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。