

附件2：

**《陆上石油天然气井下作业安全规程》  
征求意见稿及编制说明**

ICS

E

备案号：××××-××××

AQ

# 中华人民共和国安全生产行业标准

AQ××××-××××

## 陆上石油天然气井下作业安全规程

Safety Code of practice for onshore oil & gas downhole services

(征求意见稿)

××××-××-××发布

××××-××-××实施

中华人民共和国应急管理部 发布

## 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 一般要求 .....	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 .....	4
6.1 安装 .....	4
6.2 试压 .....	6
6.3 使用 .....	6
7 作业过程中的井控要求 .....	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 钻、磨、套、铣作业 .....	8
7.5 射孔作业 .....	8
7.6 诱喷作业 .....	9
7.7 放喷、测试作业 .....	9
7.8 酸化压裂作业 .....	10
7.9 带压作业 .....	10
7.10 连续油管作业 .....	10
7.11 钢丝（绳）、电缆作业 .....	11
7.12 其他作业要求 .....	11
8 防火防爆措施 .....	11
9 防硫化氢措施 .....	11
10 溢流处置 .....	11
11 井喷失控处置 .....	12

## 前 言

本文件按照 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构与起草规则》给出的规则起草。

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。

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/TC288/SC10）归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

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井控管理要求，以及设计、井控装置、作业过程中的井控要求、防火防爆措施、防硫化氢措施、溢流处置、井喷失控处置的要求。

本文件适用于国内陆上石油天然气（含页岩气）井下作业，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 42294 陆上石油天然气钻井作业安全规程

AQ 2012-2007 石油天然气安全规程

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**硫化氢环境** hydrogen sulfide environment

含有或可能含有硫化氢的生产区域。

### 3.2

**含硫化氢** including hydrogen sulfide

地层天然气中硫化氢含量等于或大于  $75 \text{ mg/m}^3$  (50 ppm)。

### 3.3

**高含硫油气井** high sulfurous oil and gas well

地层天然气中硫化氢含量等于或大于  $1500 \text{ mg/m}^3$  (1000 ppm) 的油气井。

### 3.4

**高压油气井** high pressure oil and gas well

地层压力等于或大于 70 MPa 的油气井。

### 3.5

**高产油气井** high production well

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

### 3.6

**“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。

### 3.7

**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。

### 3.8

**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。

### 3.9

#### **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，或停泵后井内液体自动外溢的现象。

### 3.10

#### **井喷 well blowout**

地层流体持续无控制地流入井内的现象。

### 3.11

#### **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。

### 3.12

#### **发包单位 company**

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。

### 3.13

#### **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 发包单位及承包单位应成立井控管理领导小组，单位主要负责人担任井控管理领导小组组长，是本单位井控工作的第一责任人。

4.2 发包单位及承包单位应设置井控管理机构或者配备专职井控管理人员，明确井控责任。

4.3 发包单位及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。

4.4 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、节流压井管汇、内防喷工具、防喷管（盒）的采购质量控制机制。

4.5 发包单位及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) 溢流监控。

4.6 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，用于规范井控管理及井控风险防控措施。

4.7 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。

4.8 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。

4.9 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。

4.10 发包单位及承包单位应对从业人员进行井控培训，未经井控培训合格的从业人员，不应上岗作业。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在作业现场持井控培训合格证上岗作业。井控培训应根据岗位需求，进行有针对性的培训，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。

4.11 在硫化氢环境中作业的人员上岗前都应接受防硫化氢培训，经培训合格后上岗。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，以及中毒的现场救护；

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。

4.12 发包单位及承包单位应按照国家相关法律法规及标准要求，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井口点火的条件、点火决策人。

4.13 发包单位及承包单位应制定应急演练计划，定期组织应急演练。

4.14 井下作业施工队伍应编制现场处置方案，定期开展演练，含硫化氢油气井还应做防硫化氢演练。

4.15 发生井喷失控后，发包单位及承包单位应立即启动应急预案，组织开展应急救援行动。

## 5 设计

### 5.1 一般要求

5.1.1 发包单位应根据井的风险等级，明确承担工程设计任务单位的能力要求、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 设计委托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 设计单位应跟踪回访，坚持设计和现场相结合。

### 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、井口装置情况、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，射孔井段、层位等资料。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、气油（液）比等，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的地层压力或地层压力系数、井口压力、套管环空压力、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、枪型、孔密、相位、孔数、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，动（静）液面等；

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) 邻井情况应包括邻井的注水、注气、注汽（注汽后焖井）井口压力，邻井的流体性质、产量、压力及有毒有害气体等资料；

h) 井口装置情况包括目前采油（气）树、套管头、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；

i) 前期作业情况应简述历史作业情况，并详细叙述最近一次作业，包括作业日期、作业类型、井下落物及套管情况等。

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的居民住宅、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。含硫化氢油气井扩大到 2 km 范围,高含硫油气井扩大到 3 km 范围。

- 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 依据地质设计提供的各项数据和井场周围环境,综合工艺技术难度,选择作业方式,确定风险控制重点。
- 5.3.2 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。
- 5.3.3 “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。
- 5.3.4 预测最高井口关井压力,明确最大允许关井压力。
- 5.3.5 井口装置如不能满足井下作业施工井控安全要求,应明确更换时间节点及注意事项。
- 5.3.6 根据单井风险明确防喷器(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 根据已知井的流体性质、压力、产量、气液处理量、分离压力、分离温度等基础资料,结合现场具体防护需要等因素,选择分离器的类型、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,对作业过程中的新工艺、新技术进行工艺风险评估,提出井控风险防控要求。
- 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、高产油气井应结合油气藏(产层)压力与产量,增配关井、放喷、压井、回收、点火等处理装置。
- 5.4.3 高含硫油气井应结合硫化氢含量和现场实际,增设气体检测、报警装置,设计回收、排风扩散、举升放空、点火等处理装置。

## 6 井控装置

### 6.1 安装

#### 6.1.1 防喷器组

- 6.1.1.1 压力等级及组合形式应满足设计要求。
- 6.1.1.2 闸板防喷器压力等级应不低于作业层位预测最高井口关井压力。环形防喷器与闸板防喷器组合使用时,可低于闸板防喷器压力等级。简易防喷装置各部件灵活、功能可靠。



- 6.1.1.3 防喷器法兰垫环槽应清理干净，上下螺孔对正，上紧全部连接螺柱，螺栓两端无欠扣。BX型法兰垫环不重复使用。
- 6.1.1.4 防喷器组中双闸板与功能相同的两个单闸板可相互替代。
- 6.1.1.5 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。
- 6.1.1.6 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。

## 6.1.2 防喷器控制系统

- 6.1.2.1 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。
- 6.1.2.2 远程控制台应与配备的液压闸板防喷器相匹配，安装在距井口不少于 25 m 处，便于司钻或操作手观察的位置，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。
- 6.1.2.3 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。
- 6.1.2.4 远程控制台上控制剪切闸板的三位四通阀应安装防误操作的限位装置，控制全封闸板的三位四通阀应安装防误操作的防护罩。
- 6.1.2.5 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。
- 6.1.2.6 控制软管线应采用耐火管线。
- 6.1.2.7 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。

## 6.1.3 井控管汇（线）

- 6.1.3.1 井控管汇（线）包括节流管汇、压井管汇、防喷管线、放喷管线，不包括地面测试、返排、循环流程和套管环空泄压管线。
- 6.1.3.2 井控管汇（线）的压力级别及组合形式应符合设计要求，螺柱上全带齐、连接紧固。
- 6.1.3.3 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。
- 6.1.3.4 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。
- 6.1.3.5 井控管汇（线）及连接部件最小通径应不小于 50.8 mm。
- 6.1.3.6 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。
- 6.1.3.7 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 120° 的锻造钢制弯头或 90° 耐冲蚀弯头。高压油气井、高产气井放喷管线出口 2 m 内采取双地锚（基墩）固定。
- 6.1.3.8 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。

## 6.1.4 内防喷工具

- 6.1.4.1 内防喷工具包括止回阀、旋塞阀、高压阀门、井下安全阀、堵塞器、防喷单根等。
- 6.1.4.2 旋塞阀的压力等级应不低于施工层位预测最高井口关井压力（105 MPa 以上除外）。
- 6.1.4.3 现场使用的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；若不匹配，在不降低螺纹连接强度的情况下可使用转换接头。
- 6.1.4.4 旋塞阀可单独安装使用，也可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 分离器

- 6.1.5.1 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。
- 6.1.5.2 分离器与井口的距离不小于 15 m。
- 6.1.5.3 分离器排气管线通径不小于 50 mm，点火口距井口不少于 30 m，高压油气井距井口不少于

50 m, 含硫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、人员聚集区域、电力通信及国防设施等。

6.1.5.4 分离器进出口管线每隔 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。

6.1.5.5 含硫化氢井作业时, 分离器安全阀泄压管线应接出井场。

6.1.5.6 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。

6.1.5.7 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。

## 6.1.6 采油(气)井口装置

6.1.6.1 采油(气)井口装置的压力级别应满足设计要求。

6.1.6.2 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。

## 6.2 试压

### 6.2.1 试压介质

6.2.1.1 防喷器控制系统采用液压油试压, 其他井控装置试压采用清水或防冻液体。

6.2.1.2 气密封试压介质采用氮气或其他惰性气体。

### 6.2.2 井控车间试压

6.2.2.1 井控装置应每年至少送至井控车间(基地)检维修并试压检验一次。

6.2.2.2 闸板防喷器应做 1.4 MPa~2.1 MPa 的低压试压; 环形防喷器(封闭钻杆)、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。

6.2.2.3 内防喷工具稳压时间应不少于 5 min, 其他井控装置稳压时间应不少于 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 为合格。

6.2.2.4 闸板防喷器的半封闸板和全封闸板应分别进行试压, 变径闸板应使用最大管径和最小管径分别进行试压, 内防喷工具应从底部进行反向试压。

### 6.2.3 现场试压

6.2.3.1 井控装置现场组合安装调试后, 应按设计要求试压。

6.2.3.2 系统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 为合格。

6.2.3.3 现场可不作低压试压, 全封闸板可不试压。

6.2.3.4 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。

6.2.3.5 分离器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。

6.2.3.6 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% 的最低值。

6.2.3.7 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。

6.2.3.8 采油(气)树首次安装后, 应对主阀以上进行整体试压, 按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试压, 稳压不少于 10 min, 压降不超过 0.7 MPa 为合格。

## 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 防喷器应配备专用的手动操作工具。手动关井时，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 不应采用打开防喷器或防喷器旁通的方式释放井内压力。
- 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，溢流关井时应先关闭环形防喷器，后关闭闸板防喷器，非特殊情况不应封零。
- 6.3.1.9 非特殊情况，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（压力等级 21 MPa）

- 6.3.2.1 远程控制台电源置于“开”位，控制旋钮处于“自动”位，蓄能器压力保持在 18.5 MPa~21 MPa 内。
- 6.3.2.2 环形防喷器控制压力一般在 8.5 MPa~10.5 MPa 内，控制管汇压力要大于制造商推荐的最小工作压力。
- 6.3.2.3 蓄能器预充压力 7.0 MPa±0.7 MPa，气源压力保持在 0.65 MPa~1 MPa。
- 6.3.2.4 控制半封闸板防喷器的换向阀处应标明控制闸板尺寸。
- 6.3.2.5 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 井控管线上的阀门、节流和压井管汇上所有阀门应挂牌标明开关状态。
- 6.3.3.2 压井管汇不应作日常灌注泥浆类压井液用，节流管汇应标明最大允许关井套压值。
- 6.3.3.3 环境温度低于 0℃时，节流管汇、压井管汇和防喷管线应采取包裹、加热、排放或吹扫等防冻防堵措施。
- 6.3.3.4 平板闸阀不作节流阀用。

### 6.3.4 内防喷工具

- 6.3.4.1 旋塞阀起下工况应保持常开，内腔、连接螺纹清洁、完好。
- 6.3.4.2 旋塞阀应开关灵活，与其开关工具应放置在钻台或井口便于快速取用的位置。
- 6.3.4.3 有钻台作业，应准备好与半封闸板尺寸匹配的防喷单根。

### 6.3.5 分离器

- 6.3.5.1 分离器通畅，阀门灵活可靠，管线畅通。
- 6.3.5.2 井口产出流体分离出的气体应点火燃烧或进入集输系统。
- 6.3.5.3 每次使用后，清除分离器内部残余物，并检查、紧固。

### 6.3.6 采油（气）井口装置

- 6.3.6.1 起油管悬挂器前应将顶丝全部退至松开位、上紧备帽，坐油管悬挂器后应将顶丝全部顶紧。
- 6.3.6.2 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。
- 6.3.6.3 平板闸阀不应处于半开状态。
- 6.3.6.4 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。

## 7 作业过程中的井控要求

### 7.1 洗（压）井作业

- 7.1.1 洗（压）井方式、洗（压）井液密度、类型、用量应按设计要求执行。
- 7.1.2 洗（压）井施工应安排专人观察压力和出口返液情况。
- 7.1.3 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。
- 7.1.4 压井应不少于 1.5 个循环周，压井液进出口密度差小于  $0.02 \text{ g/cm}^3$ ，停泵油、套压均为零，出口无外溢，再下步作业。
- 7.1.5 不能建立循环的油气井，应保持一定的液柱高度平衡地层压力。
- 7.1.6 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 井口完全密闭无法常规泄压的井，应先确定井内压力情况及流体类型。
- 7.2.3 换装前在油管或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。
- 7.2.4 换装井口装置前，应准备好所需的待换的井口装置、垫环、螺柱、螺母、内防喷工具或抢接装置。
- 7.2.5 换装过程出现溢流，应按照用时最短原则控制井口。
- 7.2.6 换装后，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，按设计要求安装井控装置，并准备好内防喷工具、防喷单根（或短节）及配合接头等，井口未安装防喷器的应准备好简易防喷装置。
- 7.3.3 起、下管柱过程中应按设计要求灌液，灌液量以井筒液柱压力能平衡施工层最高压力为原则。
- 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、下管柱时应核实灌入液和返出液情况。
- 7.3.6 起、下外挂电缆管柱，应备好电缆剪断工具。
- 7.3.7 “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 钻、磨、套、铣作业

- 7.4.1 钻、磨、套、铣作业所用井控装置及压井液性能应符合设计要求。
- 7.4.2 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。
- 7.4.3 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，否则应采取防上顶措施或采用带压作业。
- 7.4.4 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 基本要求

- 7.5.1.1 根据预测地层压力、流体性质、有毒有害气体含量和井口压力等，选择合理的射孔方式。预测能自喷或含硫化氢油气井等优先选用油管输送射孔。
- 7.5.1.2 按工程设计要求储备压井液。

## 7.5.2 油管（钻杆）输送射孔作业

- 7.5.2.1 井口装置压力等级应与待射层地层压力相匹配，防硫性能满足要求。
- 7.5.2.2 井口装置换装后应按设计要求试压合格。
- 7.5.2.3 射孔队负责连接下入射孔枪，作业队配合完成管柱起下。
- 7.5.2.4 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。
- 7.5.2.5 射孔后起管柱前应按设计要求进行压井、安装井控装置。

## 7.5.3 带压油管（钻杆）输送射孔作业

- 7.5.3.1 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，确保夹持部位尺寸匹配，并准备好防喷单根。
- 7.5.3.2 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，下入过程监测并控制环空压力，确保低于起爆压力。

## 7.5.4 电缆输送射孔作业

- 7.5.4.1 射孔前，射孔队应了解井筒安全作业时间，作业队应按设计要求安装试压合格的防喷装置；射孔队应配备电缆剪断工具。
- 7.5.4.2 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。
- 7.5.4.3 作业队安排专人观察井口液面情况，根据需要及时补灌压井液。
- 7.5.4.4 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。

## 7.5.5 带压电缆输送射孔作业

- 7.5.5.1 作业期间相关方应停止一切有碍射孔作业的交叉作业。
- 7.5.5.2 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。
- 7.5.5.3 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，稳压不小于 10 min，压降不超过 0.7 MPa 为合格。
- 7.5.5.4 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。
- 7.5.5.5 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、井口泄露等情况，应立即停止起下电缆，关闭电缆防喷器半封闸板。
- 7.5.5.6 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、含硫化氢油气井不应在夜间进行诱喷作业。
- 7.6.2 抽汲诱喷作业时应安装防喷盒等防喷装置。施工目的层为气层、含硫化氢油气井不应使用抽汲方式进行诱喷作业。
- 7.6.3 不应采用空气进行气举排液，最大掏空深度不应超过套管允许最大掏空深度。
- 7.6.4 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；替喷过程中要注意观察、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、水合物冻堵风险时，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，明确最大允许关井套压或施工限压。
- 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，稳压不少于 5 min，压降不超过试压压力的 2.5% 为合格；套管压裂井，井筒试压值不低于预测最高施工压力，稳压不少于 30 min，压降不超过 0.5 MPa 为合格。
- 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，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现场负责人。

## 7.9 带压作业

- 7.9.1 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。
- 7.9.2 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。
- 7.9.3 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。
- 7.9.4 气井带压作业现场应配备气体燃烧装置。
- 7.9.5 管柱内压力控制工具额定工作压力应高于实际控制压力。
- 7.9.6 起、下管柱及其他非特殊情况，不应动用安全防喷器组。
- 7.9.7 操作平台上应配备至少一套合格的全通路旋塞阀、转换接头和开关工具。
- 7.9.8 防喷器组自下至上逐级试压，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，其中工作环形防喷器试压值不应超过额定工作压力的 70%；平衡/泄压管汇、压井和防喷管线按闸板防喷器试压值试压，稳压时间均不少于 10 min，压降不超过 0.7 MPa 为合格。
- 7.9.9 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，合格后方可进行下一步作业。
- 7.9.10 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。
- 7.9.11 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。
- 7.9.12 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，关闭后只允许通过与闸板尺寸匹配的管柱。

## 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 当入井工具组合较长，不能装入井控装置组合时，需使用升高短节、转换短节、防喷管。
- 7.10.4 压力控制设备安装后应进行系统试压，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，稳压不少于 10 min。

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）、电缆作业应根据设计施工要求选择安装相应的防喷管和防喷盒，并配备专用剪断器。套管内作业的应安装全封防喷器，油管内作业的应安装主阀。“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，并按 6.2.3.2 试压合格。

7.11.2 实施投捞等连通作业前，应按设计要求对上部管柱内预加相应的平衡压力。

## 7.12 其他作业要求

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 长时间不连续作业时，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，上提管柱到合适位置进行观察，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，要控制出口排量，其排量应与进口排量相平衡，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 井场布局应考虑防火的安全要求。距井口 30 m 以内的电气系统应符合防爆要求。

8.2 井场明显位置和有关设施设备处应设置安全警示标志。

8.3 根据现场需要配备消防器材，并定期进行检查和更换失效器材。灭火器应并悬挂检查记录标签。

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 打开油气层后，井场内严禁电焊、气焊等明火。若需动火，应执行动火审批程序。

8.7 现场应配备固定式或便携式可燃气体检测仪，并在井口、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报警仪器和正压式空气呼吸器。

9.2 在井场应设置明显的硫化氢警示标志及风向标。

9.3 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。

9.4 井场周围应设置至少两处临时安全区，一个应位于当地季节风的上风方向。

9.5 当发现硫化氢气体逸出，含量达到  $30 \text{ mg/m}^3$ （20 ppm）时，岗位人员应立即佩戴正压式空气呼吸器。

## 10 溢流处置

- 10.1 发现非生产目的溢流应立即关井，疑似出现非生产目的的溢流应关井检查。
- 10.2 关井最高压力不应超过最大允许关井压力。
- 10.3 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。
- 10.4 压井作业应有施工方案，并进行技术交底。
- 10.5 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。

## 11 井喷失控处置

- 11.1 井喷失控后应防止井喷着火或事故继续恶化，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井口 500 m 范围内居民的疏散工作。
- 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。



# 《陆上石油天然气井下作业安全规程》

(征求意见稿 送审稿 报批稿)

## 编制说明

标准编制组

2024年3月12日

# 说明

## 1. 标准编制说明的封面

(1) 标准名称。应在封面靠上居中位置，与标准稿名称保持一致。字体字号为方正小标宋二号。

(2) 标准文稿版次。在标准名称下方“征求意见稿、送审稿、报批稿”前的方框涂选其一，例如“征求意见稿”。字体字号为仿宋三号。

(3) 标准编制组。在封面靠下居中位置。字体字号为仿宋三号。

(4) 编制日期。编制日期为本阶段完成的日期，以数字格式书写，字体为宋体，字号为三号。如：“2020年3月30日”。

## 2. 标准编制说明的正文

(1) 正文页边距为上3cm、下2.6cm、左2.8cm、右2.6cm。

(2) 正文标题，一级标题用黑体三号字，二级标题用楷体三号字不加粗。三级、四级标题用仿宋 GB-2312 三号字不加粗。文中结构层次序数为“一、”“(一)”“1.”“(1)”标注。

(3) 正文中文字体字号为仿宋 GB-2312 三号字，数字、字母等西文字体为宋体三号字，段落行距为28磅，首行缩进2字符。

## 3. 编制说明的内容

(1) 应按照格式要求逐条说明，不涉及的填“无”。

(2) 应根据工作进度不断补充完善，工作过程有连续性。

(3) 编制说明不是对标准内容的复制。

(4) 应关注强制性标准的依据、修订标准的主要技术内容比对、标准实施过渡期、强制性标准实施政策等重要内容的编写，详见下文模板。

## 4. 其他

(1) 编制说明内容模板中的斜体文字内容为参考，正式提交后应删除。

(2) 编制说明应正反面打印。本说明保留，打印首页反面。

(3) 页码从第三页开始编，起始页码为“1”，页码为五号宋体。

## 一、工作简况

### （一）任务来源

根据应急管理部办公厅《关于下达 2023 年第一批行业标准制修订计划的通知》（应急厅函〔2023〕257 号），《陆上石油天然气井下作业安全规程》的制订计划编号为 2023-AQ-07，项目周期 18 个月，由 TC 288/SC 10 标准化（分）技术委员会组织起草和审查。

### （二）制定背景

按照习近平总书记重要指示批示精神，为进一步力争增储上产，保障能源安全，我国相继出台了一系列利好政策，推动陆上石油天然气井下作业不断发展。近年来，随着中国石油天然气集团有限公司（以下简称“中国石油”）、中国石油化工集团有限公司（以下简称“中国石化”）和陕西延长石油（集团）有限责任公司（以下简称“延长石油”）等陆上石油天然气开采企业大力投入油气井维护、检修以及增产等措施工作，井下作业队伍数量不断增加，尤其是随着民营资本不断进入行业，井下作业现场安全管理力量较为薄弱，施工中存在的安全风险隐患也逐渐增加。

目前，我国主要以《安全生产法》等法律法规、国家强制类 GB 标准、国家推荐类 GB/T 标准及 SY/T 推荐类石油工业标准规范陆上石油天然气井下作业安全生产活动，但这些法律法规一般是宏观管理要求，相关标准也多为硬件设备条件要求或单一工况的技术要求，难以满足陆上石油天然气井下作业安全风险管控的需要。目前国内井下作业行业安全管理没有针对性的强制标准。此标准的出台，整合了现有国家标准和行业标准，形成了井下作业行业

安全管理方面统一的安全风险管控规范,填补了井下作业行业安全风险管理的空白,保障从业人员生命和财产安全,指导各方按统一的标准和要求开展工作。

### (三) 主要起草过程

2023年3月10日,应急管理部政策法规司发布《关于组织申报2023年应急管理标准计划项目的通知》,组织2023年应急管理国家标准、行业标准制修订计划项目申报工作。

2023年3月28日,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(以下简称“分标委”)组织在北京召开标准立项专家论证会。专家组听取了渤海钻探职工教育培训分公司关于标准立项依据、强制必要性、标准核心内容、现有国内外标准情况、预期效果等方面的汇报,专家组审阅了相关材料,进行了质询与讨论,并最终全部同意该标准计划项目立项。

2023年3月31日,分标委组织以视频会议的形式召开标准立项审查会,渤海钻探职工教育培训分公司向参会委员汇报了《陆上石油天然气井下作业安全规程》标准计划项目的必要性、可行性和国内外标准情况。与会委员就标准计划项目立项建议书、标准草案、预研报告等材料进行了审阅与充分讨论,并对该标准计划项目进行了投票表决,表决结果为同意该标准立项。

2023年4月9日,牵头单位渤海钻探职工教育培训分公司组织主要参编单位共同商讨标准编制思路,制定《陆上石油天然气井下作业安全规程》总体框架,并成立了由20余名不同专业、现场管理经验丰富的人员组成的标准工作组。

2023年5月7日,工作组与中国石油相关单位对井下作业

井控设备管理要求以及井下作业过程中的井控要求、防火防爆措施、防硫化氢措施等内容进行了讨论，进一步完善整理标准文稿。

2023年6月6日~7日、2023年6月13日~14日、2023年7月6日、2023年8月22日工作组与中国石油、中国石化和延长石油等单位专家进行了讨论，对部分框架、条款内容进行了修改。

2023年9月8日，应急管理部政策法规司下发《政法司关于2023年申报立项的62项行业标准项目综合审核意见的函》，本标准项目综合审核意见为修改后同意立项。标准项目正式立项。

2023年10月15日，工作组完成对井下作业现场安全管理现状调研，征集到相关安全、井控管理部门及部分高等院校、科研院所意见建议71条，工作组充分研讨后接受采纳65条，另外6条有不同意见并反馈相关理由，工作组进一步结合收到的意见建议修改完善标准内容。

2023年11月29日，中国石油集团质量安全环保部与中国石油集团井控管理办公室，组织所属油（气）田公司、钻探企业以及各井控应急救援响应中心等单位进行了标准内部评审会。渤海钻探职工教育培训分公司汇报了标准编制情况和主要文稿内容，与会专家代表充分讨论。与会专家一致认为本标准在总结陆上石油天然气井下作业现场经验的基础上，进一步明确了井下作业现场井控安全管理要求、技术要求和风险防控措施，对规范井下作业现场井控安全工作具有重要意义。同时对标准具体内容提出了进一步修改完善的意见建议60余条，工作组按照相关意见建议进一步修订完善标准文稿。

2023年11月30日~12月1日，分标委在北京召开标准研讨会，与会人员来自中国石油、中国石化等单位。与会专家代表听取了工作组的工作汇报，就标准初稿全文进行了讨论，一致认为本标准充分考虑了陆上石油天然气井下作业现场工作实际，相关要求在借鉴现有国家标准和行业标准的基础上，总结了井下作业现场多年来的良好实践经验，具有陆上石油天然气开采特色，同时提出了初稿内容进一步完善的相关意见和要求。

2024年1月11日~12日，分标委在北京再次召开标准研讨会，与会人员来自中国石油、中国石化、延长石油、中国石油大学（北京）和西南石油大学等单位。渤海钻探职工教育培训分公司代表工作组向与会专家代表再次汇报了标准初稿修改完善情况，与会专家代表进行了充分讨论并提出了具体的修改意见建议。会后，中国石油集团井控管理办公室组织召开了内部研讨会，再次审核讨论了修改后的标准初稿内容。至此，本标准初稿经过多轮评审、修改，最终形成征求意见稿。

## **二、标准编制原则、主要技术内容及其确定依据**

### **（一）标准编制原则**

#### **1. 协调性**

标准编制保证与现行法律法规、规章规范的协调性，目录范围与《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）相互衔接，同时具体条款不能与上一级法规要求相冲突。

#### **2. 适用性**

广泛收集目前现行法律、法规、标准、规范中的相关要求，充分调研了解陆上石油天然气井下作业行业发展现状，确保标准

条款与行业发展实际相结合，确保标准的适用性。

### 3. 科学性

作为新制定的标准，借鉴了国家标准和行业标准。标准编制由渤海钻探职工教育培训分公司牵头，中国石油、中国石化、延长石油等企业及部分石油类高等院校、科研院所共同参与，充分吸收、总结陆上石油天然气井下作业行业现行做法，保证标准的科学性。

### 4. 可执行性

标准条款内容将广泛征求相关单位的意见建议，对于反馈的意见建议组织工作组专题讨论，采纳吸收科学合理的意见建议，确保标准内容贴近行业实际需求，兼顾标准的可执行性。

## （二）标准主要技术内容及确定依据

### 1. 管理要求

规定了井控管理、井控培训、应急管理的相关要求。

参照《安全生产法》等相关法律法规、规章规范等要求，规定了企业井控第一责任人、井控管理机构和人员配备、井控投入、井控设备采购机制、井控管理制度、井控实施细则、风险分级管理及监督管理机制等内容。同时为了确保井控费用投入和稳定的资金渠道，参照《安全生产法》关于安全生产投入相关要求，规定各单位建立专门的井控费用投入制度性规定和资金渠道，保障井控费用能够满足安全生产需要。

参照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB 31033-2014）、《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》（SY/T 6610-2017）等标准，规定了相关从业人员培训和持证上岗要求；参照《生产

《安全事故应急预案管理办法》（应急管理部令第 2号）、《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）等相关要求，规定了发包单位和承包单位应建立井控应急预案体系，并对井控、硫化氢演练和防喷演习的开展提出要求。

## 2. 设计

参照《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）、《井下作业井控技术规程》（SY/T 6690-2016），并吸取“12·23”等井喷事故经验教训，规定了设计单位及设计人员的能力要求，设计管理流程及变更管理要求，以及地质设计、工程设计以及施工设计中应包括的井控安全相关内容及要求。

## 3. 井控装置

规定了井控装置的安装、试压、使用等相关要求。

参照《井下作业井控技术规程》（SY/T 6690-2016）、《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》（SY/T 5964-2019）等规定，并结合井下作业现场实际情况，对防喷器组、防喷器控制系统、井控管汇（线）、内防喷工具、分离器、采油（气）井口装置等装置的安装、试压和使用做了详细规范。

## 4. 作业过程中的井控要求

规定了洗（压）井作业，换装井口作业，起、下作业，钻、磨、套、铣作业，射孔作业，诱喷、替喷作业，放喷、测试作业，酸化压裂作业，带压作业，连续油管作业，钢丝（绳）、电缆作业以及其他作业中的井控安全要求。

参照《井下作业井控技术规程》（SY/T 6690-2016）、《常规修井作业规程 第 9 部分：换井控装置》（SY/T 5587.9-2021）、



《常规射孔作业技术规范》（SY/T 5325-2021）、《电缆测井与射孔带压作业技术规范》（SY/T 6751-2016）等规定，并充分对照了中国石油、中国石化和延长石油等企业在井下作业施工过程中的安全管理要求，规定了井下作业各工艺过程的安全风险管控要求。

#### 5. 防火防爆措施

规定了井场布置、消防器材、监测通风装置、动火作业管理等要求。

参照《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）、《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007）、《井下作业井控技术规程》（SY/T 6690-2016）等要求，对井下作业现场的设备布局、消防器材配备、动火作业和气体检测等内容进行了规范。

#### 6. 防硫化氢措施

参照《井下作业井控技术规程》（SY/T 6690-2016）、《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》（SY/T 6610-2017）等要求，并吸取“12·23”等井喷事故经验教训，规定了硫化氢防护装备配备、井场布置以及超过安全临界浓度的应对措施等。

#### 7. 溢流处置

参照《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）、《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007）、《井下作业井控技术规程》（SY/T 6690-2016）等要求，规定了溢流处置的原则、关井后的处理以及压井作业应进行技术交底等。

#### 8. 井喷失控处置

参照《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）、

《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007）、《井下作业井控技术规程》（SY/T 6690-2016）等要求，并吸取“6·24”博孜 3-1X 井等井喷事故经验教训，规定了井喷失控后现场施工队伍的应急处置要求以及应对高含硫油气井井喷失控的疏散要求和井口点火条件。

（三）标准修订变化及依据（仅修订标准需要列出）

无。

三、试验验证的分析、综述报告、技术经济论证，预期的经济效益、社会效益和生态效益

无。

四、与国际、国外同类标准技术内容的对比情况

无。

五、以国际标准为基础的起草情况、是否合规引用或采用国际国外标准以及未采用国际标准的原因

无。

六、与有关法律、行政法规及相关标准水平的关系

（一）与有关法律、行政法规、标准关系

本标准的编制工作根据应急管理部《“十四五”应急管理标准化发展计划》《应急管理标准化工作管理办法》等文件精神开展，在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（TC 288/SC 10）的工作指导下进行，符合《安全生产法》《标准化法》等相关法律要求。

本标准依据《标准化工作导则第1部分：标准化文件的结构和起草规则》（GB/T 1.1-2020）的规定起草。

本标准参照《安全生产法》、《企业安全生产费用提取和使用管理办法》（财资〔2022〕136号）、《非煤矿山外包工程安全管理暂行办法》（原国家安全生产监督管理总局令第62号）等安全生产相关法律法规规定，对井下作业井控安全费用投入的保障机制、井控管理机构的设置、专职井控管理人员的配备和井控安全从业人员的培训，以及陆上石油天然气发包单位、承包单位的概念等做出了详细规范。

目前国内涉及陆上石油天然气井下作业安全的强制性标准有《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）和《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007），作为石油天然气整体行业的安全规程，涵盖了各个专业，覆盖面广，但是对于井下作业安全只提出了宏观管理要求。本次编制的《陆上石油天然气井下作业安全规程》主要对陆上石油天然气井下作业过程中的安全管理和安全生产技术进行了规范，针对性强，实用性高。

## （二）配套推荐性标准的制定情况

本标准作为陆上石油天然气井下作业的安全生产专业性标准，目前没有与本标准相关的推荐性标准制定计划。

## 七、重大分歧意见的处理过程及依据

无。

## 八、作为强制性标准或推荐性标准的建议及理由

建议作为强制性标准。

陆上石油天然气井下作业危险系数较高、风险较大，具有技术要求高、施工难度大、作业环境恶劣等特点。而井控被业内定义为具有极高的安全风险，一旦井喷失控，可能导致火灾爆炸、

人员伤亡，后果极其严重。《陆上石油天然气开采安全规程》（GB 42294-2022）规定了陆上石油天然气开采作业活动安全生产的一般通用要求。本标准规范了陆上石油天然气井下作业安全生产专业要求，覆盖了井下作业全流程、全工艺，应作为强制性标准实施，使其成为政府规章制度的技术支撑，便于进行监督管理。

### **九、标准自发布日期至实施日期的过渡期建议及理由**

建议实施过渡期为 6 个月。

本标准内容以安全生产管理和技术条款为主，涉及单位数量较多。本标准发布后，需要预留充足的时间，进行标准宣贯，让陆上石油天然气井下作业相关人员学习标准内容、整改不合格项，使本标准尽快落地。因此，需要 6 个月的过渡期。

### **十、与实施标准有关的政策措施**

1. 组织措施：组织开展标准的宣贯培训以及邀请相关业内专家召开专题研讨会。

2. 技术措施：依托行业组织、业内专家，根据本标准要求，进一步落实陆上石油天然气井下作业行业标准化建设，尽快构建符合中国国情的陆上石油天然气井下作业安全管理标准化体系，有效提高安全管理水平。

3. 落地措施：积极推进企业主体责任的落实，督导相关企业积极落实本标准的要求。

### **十一、是否需要对外通报的建议及理由。**

无。

### **十二、废止现行有关标准的建议**

无。

### 十三、涉及专利的有关说明

无。

### 十四、标准所涉及的产品、过程或者服务目录

标准所涉及的产品、过程或者服务主要包括陆上石油天然气井下作业施工、设计、井控和硫化氢培训、井控设备试压服务、工作液服务等。

### 十五、其他应予以说明的事项

无。