

ICS 75.020  
CCS E 14



团 体 标 准

T/CI 1066—2025

# 超短半径水平钻井技术规程

Technical code for ultra-short radius horizontal well

2025-06-26 发布

2025-06-26 实施

中国国际科技促进会 发布  
中国标准出版社 出版



## 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 .....	2
4 钻井设计 .....	2
5 施工准备 .....	4
6 施工及完井工艺 .....	5
7 井控要求 .....	10
8 QHSE 要求 .....	12



## 前 言

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

本文件由大庆辰平能源科技有限公司提出。

本文件由中国国际科技促进会归口。

本文件起草单位：大庆辰平能源科技有限公司、大庆油田有限责任公司、东北石油大学、中石油江汉机械研究所有限公司、中国石油集团长城钻探工程有限公司测试分公司、内蒙古必德工业技术有限公司。

本文件主要起草人：李富国、李禹辰、姚国庆、孙良伟、杨高、王昶皓、杨元明、窦淑萍、贾子凯、曹晗、李锋、徐显君、于东兵、熊革、余训星、魏福德、王峻岭、王彪、李兴华。

## 引 言

本文件的发布机构提请注意,声明符合本文件时,可能涉及6.1、6.2、6.3、6.4、6.5、6.6与随钻测量及精确控制的超短半径水平钻井方法(ZL201910885951.4)相关的专利的使用。

本文件的发布机构对于该专利的真实性、有效性和范围无任何立场。

该专利持有人已向本文件的发布机构承诺,他愿意同任何申请人在合理且无歧视的条款和条件下,就专利授权许可进行谈判。该专利持有人的声明已在本文件的发布机构备案。相关信息可以通过以下联系方式获得:

专利持有人姓名:大庆辰平钻井技术服务有限公司。

地址:黑龙江省大庆市开发区新风路6-1号大庆服务外包产业园C1、C2、C3座1506室。

请注意除上述专利外,本文件的某些内容仍可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

# 超短半径水平钻井技术规程

## 1 范围

本文件规定了超短半径水平钻井的钻井设计、施工准备、施工及完井工艺、井控要求、质量、健康、安全与环境管理体系(QHSE)要求。

本文件适用于套管直径为139.7 mm(5-1/2")至244.5 mm(9-5/8")的陆地和海洋石油、天然气藏,可利用老井、套损井、长关井、废弃井的油气储量,所采取的超短半径水平钻井技术。

## 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 5005 钻井液材料规范
- GB 5085.3 危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别
- GB/T 16783.1 石油天然气工业 钻井液现场测试 第1部分:水基钻井液
- GB/T 16783.2 石油天然气工业 钻井液现场测试 第2部分:油基钻井液
- GB/T 17744 石油天然气工业 钻井和修井设备
- GB/T 19190 石油天然气工业 钻井和采油提升设备
- GB/T 20174 石油天然气钻采设备 钻通设备
- GB/T 22513 石油天然气钻采设备 井口装置和采油树
- GB/T 25428 石油天然气工业 钻井和采油设备 钻井和修井井架、底座
- GB/T 28911 石油天然气钻井工程术语
- GB/T 32338 石油天然气工业 钻井和修井设备 钻井泵
- SY/T 5087 硫化氢环境钻井场所作业安全规范
- SY/T 5144 钻铤
- SY/T 5216 石油天然气工业 钻井和采油设备 钻井取心工具
- SY/T 5225 石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程
- SY/T 5234 钻井参数优选基本方法
- SY/T 5251 油气井录井项目及录井质量要求
- SY/T 5323 石油天然气工业 钻井和采油设备 节流和压井设备
- SY/T 5435 定向井轨道设计与轨迹计算
- SY/T 5496 石油天然气工业 钻井和采油设备 震击器及加速器
- SY/T 5525 石油天然气钻采设备 旋转钻井设备 上部和下部方钻杆旋塞阀
- SY/T 5587.5 常规修井作业规程 第5部分:井下作业井筒准备
- SY/T 5619 定向井下部钻具组合设计方法
- SY/T 5964 钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范
- SY/T 5972 钻机基础技术规范
- SY/T 5974 钻井井场设备作业安全技术规程

SY/T 6276 石油天然气工业 健康、安全与环境管理体系  
SY/T 6586 石油天然气钻采设备 钻机现场安装及检验

### 3 术语和定义

GB/T 28911界定的以及下列术语和定义适用于本文件。

#### 3.1

**超短半径水平钻井 ultra-short radius horizontal well**

造斜率 $30^{\circ}/30\text{ m}$ 及以上,具备随钻测量(MWD或全角度随钻陀螺)和随钻轨迹调整能力,井眼轨迹可控可调,水平段长度可达 $100\text{ m}$ 以上的侧钻水平井。

#### 3.2

**随钻测量 measurement while drilling; MWD**

在钻进过程中实时监测井眼轨迹和工具面角等参数,并采用有线或无线传输方式进行信息传送的测量装置。

#### 3.3

**井眼轨迹可控可调 the borehole trajectory is controllable and adjustable**

通过动态调整钻井参数(钻压、转速、排量)及工具面角,确保实钻轨迹与设计轨迹的垂深偏差 $\pm 0.5\text{ m}$ ,水平位移偏差 $\pm 5\text{ m}$ 。

#### 3.4

**钻具组合 bottom hole assembly**

各种钻井工具选配和连接而成的井下整体组合。

#### 3.5

**斜向器 whipstock**

用于套管开窗的导向工具。

### 4 钻井设计

#### 4.1 井场选择

4.1.1 井场选址应符合SY/T 5972和SY/T 5974的规定。

4.1.2 优先利用现有老井场设施,满足油气储量挖潜特殊需求。

4.1.3 充分利用套损井、低产井、长关井或废弃井的井口装置及地面管线,降低施工成本。

4.1.4 井场边界距民宅、高危设施等应符合SY/T 5225的规定,含硫井场还应符合SY/T 5087的规定。

#### 4.2 井位的确定

4.2.1 井位依据井位坐标,由建设单位、地质部门和施工单位实地勘测确定地面井口位置。

4.2.2 按SY/T 5251的规定,根据三维地震、生产动态及剩余油数值模拟结果,确定水平段靶区。

4.2.3 对原井进行全井陀螺测井斜,如与地质设计中的井底坐标位移偏差 $10\text{ m}$ 以上,需更换陀螺仪再次全井复测,如两次陀螺井斜数据相近,则以复测的全井陀螺数据为准。

4.2.4 所选老井有完整的油层套管记录,侧钻点以上部分套管无变形、破裂和漏失,或修复后无漏失且套管内径 $\geq 120\text{ mm}$ 。

4.2.5 老井固井的水泥返高应在距离侧钻点 $50\text{ m}$ 以上的位置。

4.2.6 老井倾斜的方向与开窗侧钻的油层方向夹角 $< 90^{\circ}$ 。

#### 4.2.7 通井规通井至目标油层：

- a) 5.5寸套管选用118 mm×4 m；
- b) 7寸套管选用150 mm×4 m；
- c) 9.5寸套管选用210 mm×4 m。

#### 4.2.8 对射孔井段以上5 m至井口进行套管试压10 MPa,稳压10 min,压降 $\leq 0.7$ MPa为合格。

### 4.3 开窗侧钻点及造斜点选择

4.3.1 侧钻窗口位置应避开套损段、射孔段及复杂地层(如断层、破碎带);避开套管接箍、扶正器位置1 m以上。

4.3.2 侧钻窗口位置选择固井质量好的井段。

4.3.3 斜向器坐挂位置套管抗压强度 $\geq 20$  MPa,确保锚定可靠性。

### 4.4 定向井轨迹设计

定向井轨迹设计应符合SY/T 5435以及下列规定。

- a) 造斜率 $\geq 30^\circ/30$  m。
- b) 水平段垂深偏差 $\pm 0.5$  m;平面偏差 $\pm 5$  m。
- c) 滑动钻进时,实时测量井斜、方位及工具面,实时修正工具面角偏差;复合钻进时每5 m测量一次井斜及方位。
- d) 设计时应优先采用“连续造斜+水平延伸”模式,避免轨迹突变,降低钻具疲劳风险。
- e) 轨迹设计、防撞分析、摩阻分析和水力计算采用专业软件。

### 4.5 钻具组合安全分析

#### 4.5.1 钻具组合设计

4.5.1.1 钻具组合设计应符合SY/T 5619的规定。

4.5.1.2 根据GB/T 17744、SY/T 5964的要求,超短半径水平钻井关键配套工具要求如下：

- a) 斜向器:坐挂压力25 MPa $\pm 1$  MPa,耐压试验稳压时间 $\geq 5$  min;
- b) 钻具组合弯曲度 $\geq 5^\circ/\text{m}$ ,抗拉强度 $\geq 900$  MPa;
- c) 铰接式马达:造斜能力 $\geq 30^\circ/30$  m。

4.5.1.3 钻具组合方案应符合下列规定：

- a) 造斜段:钻头、铰接式泥浆马达、钛合金钻杆、MWD、全角度随钻陀螺仪、随钻伽马测量仪;
- b) 水平段:钻头、单弯泥浆马达、钛合金钻杆、MWD或全角度随钻陀螺仪、随钻伽马测量仪。

#### 4.5.2 水力分析

4.5.2.1 水力计算应符合SY/T 5234的规定,并满足超短半径水平钻井井段特殊需求。

a) 排量范围。

- 1) 造斜段:300 LPM~420 LPM(5-1/2"套管);600 LPM~900 LPM(6-5/8"-7"套管);1 500 LPM~2 100 LPM(9-5/8"套管)。
- 2) 水平段:320 LPM~420 LPM(5-1/2"套管);600 LPM~900 LPM(6-5/8"-7"套管);1 500 LPM~2 100 LPM(9-5/8"套管)。

b) 泵压限值:泵压 $\leq$ 钻机额定泵压的70%。

4.5.2.2 总压耗不大于钻机循环系统额定承压能力和泵缸套能承受的额定工作压力二者中的最小值。

### 4.5.3 防碰分析

根据SY/T 5435的规定,采用三维防碰扫描技术,确保与邻井轨迹的最小间距 $\geq 15$  m;高风险区域(如套管窗口)应加密测斜频率至每2 m一次。

### 4.6 钻井参数设计

4.6.1 钻井参数优选基本方法按照SY/T 5234的规定进行。

4.6.2 关键参数范围符合以下规定:

- a) 钻压:造斜段5 kN~40 kN,水平段10 kN~50 kN;
- b) 转速:造斜段 $\leq 5$  r/min,水平段5 r/min~20 r/min;
- c) 工具面角调整阈值:偏差 $\geq 5^\circ$ 时应动态修正。

### 4.7 钻井液设计

4.7.1 钻井液设计应符合GB/T 5005的规定。水基钻井液现场测试按GB/T 16783.1的规定进行,油基钻井液现场测试按GB/T 16783.2的规定进行。

4.7.2 钻井液性能要求应符合以下规定:

- a) 润滑性:摩阻系数 $\leq 0.15$ ;
- b) 携岩能力:动塑比 $\leq 0.5$  Pa/(mPa·s)。

4.7.3 若遇易漏失井段,应添加封堵材料;水平段添加润滑剂,降低钻具扭矩,提高水平段极限延伸能力。

## 5 施工准备

### 5.1 钻井设备及仪器

5.1.1 钻井和修井设备应符合GB/T 17744的规定。

5.1.2 采油提升设备应符合GB/T 19190的规定。

5.1.3 修井井架、底座应符合GB/T 25428的规定。

5.1.4 钻井泵应符合GB/T 32338的规定。

5.1.5 钻井取心工具应符合SY/T 5216的规定。

5.1.6 节流和压井设备应符合SY/T 5323的规定。

5.1.7 震击器及加速器应符合SY/T 5496的规定。

5.1.8 上部和下部方钻杆旋塞阀应符合SY/T 5525的规定。

5.1.9 钻机基础选择及布置原则应符合SY/T 5972的规定。

5.1.10 钻铤应符合SY/T 5144的规定。

5.1.11 设备基础施工的技术要求符合以下规定。

- a) 设备基础地基承载力不小于0.15 MPa,遇不良地基应进行技术处理。
- b) 冻土地区现浇混凝土基础的基底应埋入冻结线以下深度不小于250 mm。
- c) 设备基础顶面应高于场面不小于110 mm。
- d) 钻井液储备罐如果未配备供给、输出设施,储备罐底座应高于钻井液循环罐顶面500 mm以上,钻井液储备罐如果配备有相应的供给、输出设施,则储备可不配高支架,底座可与钻井液循环罐底座处于同一平面上。水罐应满足钻台正常用水;储油高架罐底座应高于柴油机供油箱顶部200 mm以上。

- e) 为防止基础积水,基础之间的地表宜采用适当水泥抹成厚 50 mm 水泥面,并挖出排水沟。
- f) 预留钻井鼠洞和圆(方)井和一开沟。
- 5.1.12 根据大门方向及不同类型钻机布置井架底座、绞车、柴油机及联动机、电动机、钻井泵的位置。
- 5.1.13 柴油机排气管出口避免指向油罐区。
- 5.1.14 含硫油气井所有设备的安放位置按照 SY/T 5087 的规定进行。
- 5.1.15 防喷器远程控制台应布置在井口左前方,距井口不小于 25 m。
- 5.1.16 压井管汇设置在井口左侧。其技术要求按照 SY/T 5974 的规定进行。
- 5.1.17 节流管汇设置在井口右侧。其技术要求按照 SY/T 5974 的规定进行。
- 5.1.18 放喷管线应按照 SY/T 5225 的规定进行;含硫油气井其放喷管线按 SY/T 5087 的规定进行。
- 5.1.19 液气分离器应安装在井口右侧距井口 11 m~14 m 的地方。
- 5.1.20 高频振动筛的筛孔孔径范围为 0.065 mm~0.083 mm。

## 5.2 井筒准备

- 5.2.1 井筒准备应按 SY/T 5587.5 的规定执行。
- 5.2.2 井筒准备应包括以下工作:
  - a) 下入通井规通井和/或刮管;
  - b) 下桥塞或投灰封堵射孔目的层段;
  - c) 再次下通井规通井;
  - d) 对套管井筒进行试压 10 MPa,稳压 10 min;
  - e) 井口四通上方转换成 21 MPa 的变径法兰,高压井区执行属地油田井控要求。

## 5.3 钻修机安装

钻修机安装应按 SY/T 6586 的规定进行。

## 5.4 安装井控装置

井控装置的安装应符合 SY/T 5964 的规定。

## 6 施工及完井工艺

### 6.1 斜向器下入及固定

- 6.1.1 下入桥塞施工前确定下桥塞的位置和通井规通井。
- 6.1.2 下入斜向器钻具组合由斜向器、送入杆、陀螺定向接头、2 根正扣钻杆、短钻杆等组成。
- 6.1.3 斜向器入井操作平稳,防止小件落物落井。下钻速度  $< 15$  m/min,距斜向器座封位置 40 m 时下放速度  $< 10$  m/min,斜向器顶部到达设计深度。
- 6.1.4 校正斜向器深度,陀螺仪测量斜向器斜面工具面,调整工具面到设计值。
- 6.1.5 热水反洗井,将油套环空内原油及杂质反洗至地面。
- 6.1.6 斜向器坐挂压力  $25$  MPa  $\pm$  1 MPa。座封合格后,在原悬重的基础上分别过提 50 kN 和下压 30 kN 检验斜向器座封牢靠性;验封牢靠后,在原悬重基础上过提 10 kN~20 kN,正旋转管柱,送入杆退出斜向器,起出送入杆和钻杆。
- 6.1.7 记录并保存斜向器长度、直径、下入深度、定向方位、丢手压力、稳压时间等数据。

## 6.2 套管开、修窗

- 6.2.1 下入开窗铣锥钻具组合由一体铣、钻铤、钻杆等组成。
- 6.2.2 按钻具组合设计要求下钻至斜向器顶部以上2.0 m~5.0 m。
- 6.2.3 从铣锥接触斜向器至铣锥底部与套管壁接触,按以下参数进行。
- a) 钻压0 kN~5 kN,转速30 r/min~50 r/min。
  - b) 磨铣出均匀接触面后,改用中压磨铣,钻压8 kN~10 kN,转速40 r/min~60 r/min:
    - 1) 稳定阶段:钻压10 kN~30 kN,转速60 r/min~70 r/min,排量(5-1/2"套管)7 L/s~10 L/s、(6-5/8"-7"套管)10 L/s~15 L/s、(9-5/8"套管)25 L/s~35 L/s;
    - 2) 出窗阶段:钻压15 kN~50 kN,转速60 r/min~120 r/min,排量(5-1/2"套管)7 L/s~10 L/s、(6-5/8"-7"套管)10 L/s~15 L/s、(9-5/8"套管)25 L/s~35 L/s。
- 6.2.4 开窗过程中,根据不同阶段返出铁屑的大小和形状及转盘负荷情况,及时调整有关参数。
- 6.2.5 修窗应符合以下规定:
- a) 反复修窗直至畅通,不同工况检验开窗铣通过窗口是否通畅;
  - b) 修窗参数为转速100 r/min~150 r/min,排量(5-1/2"套管)7 L/s~10 L/s、(6-5/8"-7"套管)10 L/s~15 L/s、(9-5/8"套管)25 L/s~35 L/s;
  - c) 记录观察到的摩阻和扭矩,直到扭矩和摩阻在套管内没有明显差异为止;
  - d) 修窗完成后,立即大排量泵入全新泥浆替换出井内含有铁屑的泥浆,观察泥浆返出情况,避免开窗泥浆污染新泥浆破坏其性能;
  - e) 起钻速度 $\leq 0.25$  m/s,每起5柱,向套管环空灌浆一次。
- 6.2.6 记录并保存开窗井段,开窗参数、泥浆性能等数据。

## 6.3 井眼轨迹可控可调

### 6.3.1 造斜井段

- 6.3.1.1 造斜钻具组合由聚晶金刚石复合片(PDC)或牙轮钻头、造斜段铰接式泥浆马达(带浮阀阀芯)、定向接头、钛合金钻杆、MWD、全角度随钻陀螺仪、随钻伽马测井仪、S135钻杆等组成。
- 6.3.1.2 在井口对马达、MWD、全角度陀螺仪、随钻伽马测井仪进行功能测试,记录不同排量的泵压、钻头转速、陀螺仪和MWD工况。
- 6.3.1.3 下钻时,每下20柱钻杆灌浆一次,至灌满为止;下钻过程中大钩处于解锁自由转动状态;当马达通过套管内径变化的深度时应避免碰撞。
- 6.3.1.4 下造斜马达到斜向器顶以上,上下活动钻具观察悬重,反复活动钻柱以确保钻柱不受压,下放钻柱到自然悬重,陀螺测定马达初始工具面。
- 6.3.1.5 造斜段钻井过程中,全程使用动力水龙头,确保工具面误差 $\leq 5^\circ$ 并能锁定工具面。
- 6.3.1.6 钻头和造斜马达无泵通过斜向器斜面出套管。
- 6.3.1.7 控时/控压钻进:严格控制好马达工作压差,按超短半径水平井作业流程做好控时/控压钻进工作。
- 6.3.1.8 根据使用的MWD、全角度陀螺仪测量方位及井斜;从窗口底开始,测量间隔 $\leq 5.00$  m。
- 6.3.1.9 造斜钻井参数:钻压5 kN~40 kN,排量300 LPM~420 LPM(5-1/2"套管)、600 LPM~900 LPM(6-5/8"-7"套管)、1 500 LPM~2 100 LPM(9-5/8"套管)。
- 6.3.1.10 对比轨迹设计,根据测量轨迹数据实时调整和优化钻井参数,并基于测量数据进行零长段的井斜预测。
- 6.3.1.11 高频振动筛的振动频率 $\geq 1 800$ 次/min,筛布孔径依次为0.09 mm、0.08 mm、0.075 mm、

0.068 mm、0.063 mm。

6.3.1.12 造斜钻进结束后,对造斜段进行划眼,为水平段下入工具和完井作业做准备。

6.3.1.13 造斜钻进应符合以下规定:

- a) 钻进过程中若轨迹偏离设计轨迹,及时调整轨迹达到设计要求;
- b) 钻进时保证钻压均匀;
- c) 钻开油气层前按照钻开油气层的申报、审批制度进行检查验收;
- d) 钻进时由专人观察泵压变化情况、控制工作泵压;
- e) 按照地质设计要求,从造斜点开始捞岩屑,并记录留存,在标志层交替深度,增加取样频次。

6.3.1.14 风险控制如下:

- a) 发现蹩跳严重、无进尺、泵压突然下降时,及时提钻查明原因;
- b) 钻进时有专人坐岗,按时测量钻井液性能,确保平衡钻进;跟踪泥浆量的变化,补充泥浆有记录并汇报;
- c) 造斜段进入油层,监控井口是否有返出量;
- d) 使用泥浆时,全程做好环境保护工作;
- e) 起钻控制速度 $\leq 0.25$  m/s,每5柱灌浆一次以平衡地层压力,同时大钩处于解锁自由状态。

6.3.1.15 记录并保存钻进参数、进尺、泥浆性能等参数。

## 6.3.2 水平井段

6.3.2.1 水平钻具组合由PDC或牙轮钻头、单弯泥浆马达(带浮阀阀芯)、定向接头、钛钻杆、MWD、随钻伽马测井仪、S135钻杆、变扣接头等组成。

6.3.2.2 在井口对水平马达、伽马及MWD测量仪进行功能测试,记录不同排量的泵压、钻头转速、MWD工况。

6.3.2.3 下钻时,每下20柱灌浆一次,直至灌满为止;下钻过程中大钩处于解锁自由转动状态;当水平马达通过套管内径变化的深度时避免碰撞。

6.3.2.4 下水平马达到斜向器顶以上,上下活动钻具称重;然后接上动力水龙头。

6.3.2.5 下钻造斜段过程中,全程使用动力水龙头;当阻力达到20 kN时,上提钻具对工具面下钻,避免开泵划眼下钻。

6.3.2.6 下钻到一次造斜终点,钻软着陆井段。

6.3.2.7 钻水平段参数符合以下规定:

- a) 滑动钻进:钻压10 kN~50 kN,排量300 LPM~420 LPM(5-1/2"套管)、600 LPM~900 LPM(6-5/8"-7"套管)、1 500 LPM~2 100 LPM(9-5/8"套管);
- b) 旋转钻进:钻压5 kN~30 kN,转速5 r/min~20 r/min,排量300 LPM~420 LPM(5-1/2"套管)、600 LPM~900 LPM(6-5/8"-7"套管)、1 500 LPM~2 100 LPM(9-5/8"套管);
- c) 测量间距: $\leq 5.00$  m。

6.3.2.8 水平钻进符合以下规定:

- a) 钻进时钻压均匀;
- b) 钻进时设专人观察泵压变化情况并控制工作压差;
- c) 监控井眼轨迹,并根据井下情况和实钻井眼轨迹控制需要,在目标靶区内钻进;
- d) 若对水平靶区进行调整时,甲方地质以书面或电子的形式发出正式指令。

6.3.2.9 风险控制如下:

- a) 发现蹩跳严重、不进尺、泵压突然下降,及时提钻查明原因;
- b) 钻进时有专人坐岗,按时测量钻井液性能;
- c) 若遇到井下出现蹩泵、遇阻或遇卡的异常情况,立即检查井眼情况;

- d) 原始地层压力系数 $\leq 1.0$ 或待钻井严重亏空的,做好井漏的应急工作;
- e) 钻进到完钻井深时,循环干净后,采用水平段钻具进行短起下通井,循环井眼干净为止;
- f) 起钻速度 $\leq 15$  m/min,每5柱灌浆一次以平衡地层压力,进入套管内后,大钩处于解锁自由状态。

6.3.2.10 高频振动筛的振动频率 $\geq 1800$ 次/min,筛布孔径依次为0.09 mm、0.08 mm、0.075 mm、0.068 mm、0.063 mm。

6.3.2.11 记录并保存钻进参数、进尺、泥浆性能等参数。

6.3.2.12 MWD数据和伽马随钻测井数据进行实时远程传输。

## 6.4 通井

6.4.1 起钻后下入的通井钻具组合由通井钻头、钻头接头、S135钻杆、变扣接头等组成。

6.4.2 井口连接下部通井钻具,下钻至井底。

6.4.3 司钻提下钻操作平稳,控制速度。进入裸眼段应缓慢下钻,下钻下压钻具不超过20 kN,上提挂卡不超过原悬重30 kN。

6.4.4 钻头在侧钻井段内起钻速度 $\leq 10$  m/min,并用动力水龙头逐根甩掉。

6.4.5 通井钻具到底后充分循环干净。

6.4.6 风险控制如下:

- a) 在裸眼段,缓慢起下钻,防止产生抽吸及激动压力;
- b) 起钻期间保持连续灌浆或每5柱灌浆一次以保持液柱压力;
- c) 严格执行井控座岗制度,座岗人员每15 min记录一次泥浆罐液面变化情况,发现异常及时汇报;
- d) 做好井口保护,防止物品掉落入井;
- e) 起钻前循环井内钻井液,保持性能稳定,进出口密度差 $\leq 0.02$  g/cm<sup>3</sup>;
- f) 起钻控制 $\leq 15$  m/min,每5柱灌浆一次以平衡地层压力,进入套管内后,大钩处于解锁自由状态。

6.4.7 记录并保存包括钻进参数、泥浆性能、通井深度等数据。

## 6.5 完井

### 6.5.1 下尾管

6.5.1.1 下尾管组合:套管引鞋、短套管、浮箍、球座、套管、套管悬挂器(含释放器)、送入工具、钻杆。完钻后根据实钻井眼情况确定最终完井管柱;井口接好完井管柱,用钻杆将尾管送至设计深度。

6.5.1.2 套管悬挂器及附属工具上钻台时不应碰撞,下钻过程中在过防喷器和窗口时控制速度。

6.5.1.3 司钻提下钻操作平稳,控制速度。

6.5.1.4 进入裸眼段应缓慢下钻,下钻下压钻具不超过30 kN,上提挂卡不超过原悬重50 kN,定向井工程师全程跟踪尾管下入侧钻段;一旦遇阻,可开泵循环清洗井筒环空,控制循环压力 $\leq 6.0$  MPa。

6.5.1.5 尾管进入侧钻井段,下钻速度 $\leq 10$  m/min,避免管具对高造斜率井段的机械破坏。

6.5.1.6 执行井控座岗制度,座岗人员每15 min记录一次泥浆罐液面变化情况,发现异常及时汇报。

6.5.1.7 保护井口,防止落物入井。

6.5.1.8 下尾管到设计井深。

### 6.5.2 释放尾管、固井

6.5.2.1 根据井温等条件,完成水泥浆固井方案设计,泥浆密度为1.90 g/cm<sup>3</sup>,并准备好固井车、灰罐、清水、缓凝剂等各种添加剂到现场。

6.5.2.2 固井准备:固井车、灰罐、清水、缓凝剂准备就绪,对地面管线、闸阀等进行试压,合格后继续下一步施工。

### 6.5.2.3 释放尾管、固井符合以下规定。

- a) 下尾管串到设计井深,开泵循环泥浆,控制循环泵压 $\leq 6.0$  MPa。
- b) 停泵,记录并校核管柱在泥浆中的重量。
- c) 投球,开泵以小排量泵送投球,当球到达球座位置后,泵压开始上升。憋压至 12 MPa~14 MPa,稳压 5 min后,缓慢下放。当总悬重下降到等于送入钻具总重量时,即座挂成功。
- d) 下压 3 t~5 t,继续憋压剪断球座(剪断泵压约 17 MPa),并循环泥浆,直至泥浆性能符合固井要求。
- e) 确保载荷支撑套承压 3 t~5 t,再正转 30 圈进行倒扣。
- f) 平稳上提钻具 0.8 m~1.2 m,据此悬重判断反扣倒开。
- g) 倒扣成功后,回插将钻具平稳放回到倒扣前位置,加压 3 t~5 t。
- h) 地面固井车、管汇联结,地面管线试压 25 MPa,准备固井。
- i) 泵入前置隔离液、泵入水泥浆。
- j) 投入钻杆胶塞,替入后置液,替入泥浆使得胶塞复合,继续替浆到碰压 20 MPa~25 MPa,稳压 5 min。
- k) 放回压,卸管汇。
- l) 正转 2 圈~4 圈,带压 5.0 MPa~10.0 MPa 上提钻具,使中心管提出悬挂器喇叭口后,开泵排量保持替浆排量以上正循环,循环至多余水泥浆完全返出。
- m) 起出 2 个单根,憋压 5.0 MPa~10.0 MPa 候凝 24 h 或参考地面水泥浆样品凝固时间进行下步作业。
- n) 起钻并回收送入工具。
- o) 为确保固井质量,候凝 48 h 方可钻塞,避免过早钻塞损害水泥强度。

## 6.6 钻塞

6.6.1 钻塞钻具组合:钻塞钻头、钻杆、变扣接头。

6.6.2 连接钻塞钻具组合后下钻。

6.6.3 下钻到套管悬挂器顶部时应控制下钻速度,缓慢引导进入尾管内并探塞。

6.6.4 钻塞参数:

- a) 侧钻井 3-1/2" 套管:钻压 2 kN~20 kN,转速 15 r/min~30 r/min,排量 380 LPM~450 LPM,扭矩差 $\leq 600$  N·m;
- b) 侧钻井 4-1/2" 套管:钻压 5 kN~40 kN,转速 15 r/min~30 r/min,排量 600 LPM~900 LPM,扭矩差 $\leq 1\ 200$  N·m;
- c) 侧钻井 5-5/8" 套管:钻压 5 kN~50 kN,转速 15 r/min~30 r/min,排量 1 500 LPM~1 800 LPM,扭矩差 $\leq 1\ 500$  N·m。

6.6.5 钻穿盲板后继续下探到人工井底。

6.6.6 继续以钻塞排量循环井眼干净后,用完井液替出井内泥浆。

6.6.7 甩钻期间应向井内连续灌液,保持井内压力,避免发生溢流或井喷事故。

## 6.7 安装井口

6.7.1 应先拆除钻井防喷器。

6.7.2 安装井口时,井口严密紧固、不刺不漏、干净,井场平整无油污,经修井工序检验合格,正式向相关部门完成交井工作。

6.7.3 风险控制措施符合以下规定:

- a) 安装井口时,有专人指挥,钢圈和钢圈法兰应干净,井口各连接螺丝应紧固,井口密封试压按要求进行;
- b) 施工过程中密切观察井内,如有溢流显示,立即采取相应措施控制井口。

## 6.8 恢复井场

按以下步骤进行恢复井场：

- a) 钻修井机撤离井口；
- b) 拆除钻井附属装备和设施；
- c) 井场恢复：井场平整无油污，卫生干净；
- d) 按QHSE体系要求处理施工产生的工业废弃物；
- e) 完井资料齐全、准确，按规定日期完成并上交。

## 6.9 录井要求

应符合SY/T 5251的规定。

## 7 井控要求

### 7.1 井控装置适配性要求

7.1.1 防喷导流器、防喷器、四通、套管头、闸阀、节流管汇、压井管汇、防喷管线和放喷管线的额定压力与公称通径系列及法兰、法兰用密封垫环的型式、尺寸连接等技术要求，应符合GB/T 20174、GB/T 22513的规定。

7.1.2 防喷器组合符合以下规定：

- a) 超短半径侧钻水平井应配备双闸板防喷器，通径应匹配套管尺寸(139.7 mm~244.5 mm)，额定工作压力 $\geq 21$  MPa；
- b) 含硫井应采用抗硫材质防喷器，并配备双闸板(全封+剪切)冗余配置。

7.1.3 小井眼专用工具应符合以下规定：

- a) 配备超短半径井用旋塞阀，耐压 $\geq 35$  MPa，支持高频次开关；
- b) 井下浮阀应集成于钻具组合中，距钻头 $\leq 3.5$  m，防止高曲率段回流。

### 7.2 压力控制与监测

7.2.1 环空压力控制符合以下规定：

- a) 造斜段与水平段环空压耗应实时计算，压耗增量 $\leq 0.2$  MPa/100 m；
- b) 采用高频压力传感器(采样率 $\leq 1$  Hz)，异常波动( $\Delta P \leq 2$  MPa/min)时自动触发关井。

7.2.2 地层压力控制符合以下规定：

- a) 钻井液密度上限为地层破裂压力的90%，下限为地层压力系数+0.05 g/cm<sup>3</sup>；
- b) 水平段可采用控压钻井，井底压力波动范围 $\leq \pm 1.5$  MPa。

### 7.3 特殊风险应对

7.3.1 高曲率段风险符合以下规定：

- a) 造斜率 $\geq 30^\circ/30$  m井段，钻具与井壁接触应力增加20%~30%，以每10 m进行摩阻/扭矩模拟，预测卡钻风险；
- b) 采用低摩阻钻井液(润滑系数 $\leq 0.08$ )，并每2 h注入固体润滑剂(粒径 $\leq 50$   $\mu\text{m}$ )。

7.3.2 老井套管完整性风险应对按以下规定进行：

- a) 侧钻前应对原井套管进行通径，套管内径不小于120 mm；
- b) 窗口位置套管试压 $\geq 10$  MPa，稳压10 min无压降。

## 7.4 应急响应要求

### 7.4.1 溢流处置符合以下规定：

- a) 发现溢流应立即启动关井程序；
- b) 压井液量按井筒容积的1.5倍储备,优先采用重晶石高密度流体。

### 7.4.2 含硫井应急应符合以下规定：

- a) 硫化氢( $\text{H}_2\text{S}$ )浓度(体积分数) $\geq 0.002\%$ 时,井场全员佩戴正压呼吸器同时向主管部门汇报,并启动紧急疏散预案；
- b) 放喷管线出口应配备自动点火装置,点火响应时间 $\leq 2\text{ s}$ 。

## 7.5 井控措施

7.5.1 钻井队应严格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,钻井队可先处理,再及时上报。

7.5.2 对探井、预探井、资料井应监测地层压力,根据监测和实钻结果,及时调整钻井液密度。

7.5.3 发生卡钻需泡油、混油或因其他原因需适当调整钻井液密度时,应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层压力。

7.5.4 每只新入井的钻头开始钻进前钻井液性能或钻具组合发生较大变化、连续钻进较长井段时,以1/3-1/2钻进流量检测循环压力,并作好泵冲数、流量、循环压力记录。

7.5.5 下列情况应进行短程起下钻检查油气侵和溢流：

- a) 钻开油气层后第一次起钻前；
- b) 井内钻井液密度降低后起钻前；
- c) 钻进中曾发生严重油气侵起钻前；
- d) 溢流压井后起钻前；
- e) 钻开油气层井漏堵漏后起钻前；
- f) 需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。

7.5.6 短程起下钻后再下入井底循环观察,油气上窜速度满足安全作业时间,方可进行下步作业。

7.5.7 起、下钻中防止溢流、井喷的技术措施应符合以下规定：

- a) 保持钻井液有良好的造壁性和流变性；
- b) 起钻前充分循环井内钻井液,使其性能均匀,进出口密度差不大于 $0.02\text{ g/cm}^3$ ；
- c) 起钻中及时向井内灌满钻井液,并作好记录、核对,及时发现异常情况；
- d) 钻头在油气层中和油气层顶部以上300 m井段内起钻速度不大于 $0.5\text{ m/s}$ ；
- e) 在疏松地层,特别是造浆性强的地层,应防止钻头泥包；
- f) 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,并观察出口管钻井液返出情况；
- g) 不应在空井情况下进行设备检修；
- h) 下钻中应控制钻具下放速度,避免因井下压力激动导致井漏,静止或下钻时间过长,必要时应分段循环钻井液。

7.5.8 改善钻井液的脱气性能,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。

7.5.9 发生气侵后若需对钻井液加重,应在停止钻进、对气侵钻井液循环除气后进行加重,不应边钻进边加重。

7.5.10 加强溢流预兆及溢流显示的观察,做到及时发现溢流。坐岗人员发现溢流、井漏及油气显示等异常情况,应立即报告司钻。

7.5.11 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘,采取反灌钻井液措施,保持井内液柱压力

与地层压力平衡,其后采取相应措施处理井漏。

7.5.12 电测的井控要求应符合以下规定:

- a) 若电测时间长,不能满足油气上窜速度的安全条件时,应考虑中途通井循环;
- b) 电测时发生溢流应尽快起出井内电缆关井(增加),若条件不允许,应立即剪断电缆关井。

7.5.13 中途测试的井控要求应符合以下规定:

- a) 中途测试和先期完成井,作业前观察一个作业期时间,起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行;
- b) 在含硫地层中一般情况下不宜使用常规式中途测试工具进行地层测试工作,若需进行时,应减少钻柱在硫化氢环境中的浸泡时间,并采取相应的措施。

7.5.14 固井的井控要求应符合以下规定:

- a) 下油层(增加)套管前,应换装与套管尺寸匹配的防喷器闸板,尾管固井时可不换装防喷器闸板,备用防喷立柱或防喷单根;
- b) 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固井质量不合格。

7.5.15 发现溢流立即关井,疑似溢流关井检查。关井方式可采用软关井或硬关井。

7.5.16 最大允许关井套压不应超过井口装置额定压力、套管抗内压强度的80%和薄弱地层破裂压力所允许关井套压三者中的最小值。

7.5.17 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,分别采取相应处理措施。

7.5.18 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。

7.5.19 空井溢流关井后,可采用压回法、置换法、强行下钻分段压井法等方法进行处理;高含硫油气井发生溢流,宜选用压回法进行处理。

## 8 QHSE 要求

### 8.1 基本规定

应按SY/T 6276的规定建立相关管理体系。

### 8.2 健康管理

8.2.1 硫化氢(H<sub>2</sub>S)防护应符合以下规定:

- a) 含硫油气井作业时,井场应配备固定式H<sub>2</sub>S检测仪[量程0%~0.01%(体积分数),精度±0.0001%(体积分数)],报警阈值设定为0.001%(一级)和0.002%(二级),同步联动声光报警系统;
- b) 作业人员应佩戴便携式H<sub>2</sub>S检测仪,并配备正压式空气呼吸器(储气量≥30 L),逃生路线标识间距≤50 m。

8.2.2 超短半径水平井钻进时,操作人员应穿戴防砸工靴(抗冲击≤200 J)及防震手套(减震率≤70%),钻台区域设置防滑格栅(摩擦系数≥0.6)。

### 8.3 安全管理

斜向器坐挂、套管开窗等高风险作业,应执行“双人确认制”(操作人+监督人),并留存记录。

### 8.4 环境管理

8.4.1 老井污染物控制应符合以下规定:

- a) 侧钻前应对原井套管外环空进行封堵试压(压力≥10 MPa,稳压30 min),防止层间窜流污染;

b) 废弃钻井液处理:含油污泥含油率 $\leq 3\%$ ,重金属含量应符合 GB 5085.3。

#### 8.4.2 钻井液环保要求应符合以下规定:

- a) 优先使用生物降解型润滑剂(降解率 $\leq 90\%$ ,28 d),禁用铬基添加剂符合 GB/T 16783.1 的规定;
- b) 岩屑返排率 $\leq 95\%$ ,落地油污面积 $\leq 1 \text{ m}^2/100 \text{ m}$ 。

#### 8.5 节能管理

按以下措施进行节能管理:

- a) 应做好入井工具和仪器的检查,宜选择最基本的钻具完成施工作业;
- b) 优选与地层岩性配伍性好的钻头和泥浆马达,减少钻进时间;
- c) 控制井眼轨迹应符合设计;
- d) 施工时优化钻井参数;
- e) 根据施工实际,应及时调整施工设备的启用和停息并优化使用;
- f) 井场配备太阳能蓄能照明灯具。

#### 8.6 应急预案

##### 8.6.1 超短半径水平井专项预案应符合以下规定:

- a) 钻遇高压油水:在可控条件下迅速起钻到套管内,关井求压,配制重浆用工程师法压井;
- b) 钻遇高压气:抢接放喷单根,确保上下 3 m 活动钻具时防喷器处无接头,控制套压以置换法将储备重浆泵入井内排出侵入井筒内气体;
- c) 井场污染:立即切断污染源,将污染物控制在垫有防渗布的围堰范围内,及时清理并回收污染物,避免造成实质污染;
- d) 残液迸溅伤害应急:腐蚀性残酸迸溅到人员身上,立即用 1% 碳酸氢钠溶液中和,然后用大量的清水清洗,若情况严重立即送医院诊治;
- e) 高曲率段卡钻:配备井下震击器(击打力 $\geq 500 \text{ kN}$ );
- f) 小井眼井喷失控:启用井口剪切闸板(剪切力 $\geq 3 \text{ MN}$ ),同步启动井场 500 m 范围人员疏散。

##### 8.6.2 应急资源配置应符合以下规定:

- a) 井场按各油田《钻井井控实施细则》和《井下作业井控实施细则》规定储备医疗器械和药品配置、消防器材、呼吸器、用电设施保护器、防爆设备设施、安全标志牌、风向标等;
- b) 井场储备加重剂或加重泥浆;
- c) 井场储备专用堵漏剂(粒径 $\leq 50 \mu\text{m}$ ) $\geq 5 \text{ m}^3$ ;
- d) 含硫井场配备  $\text{H}_2\text{S}$  中和剂 $\geq 1 \text{ t}$ ,喷淋系统覆盖半径 $\geq 20 \text{ m}$ ;
- e) 值班车辆;
- f) 远控点火装置;
- g) 废物储存罐。

中国国际科技促进会  
团体标准  
超短半径水平钻井技术规程  
T/CI 1066—2025

\*

中国标准出版社出版发行  
北京市朝阳区和平里西街甲2号(100029)

网址 [www.spc.net.cn](http://www.spc.net.cn)

总编室:(010)68533533 发行中心:(010)51780238

读者服务部:(010)68523946

中国标准出版社印刷

各地新华书店经销

\*

开本 880×1230 1/16 印张 1.25 字数 29 千字  
2026年1月第1版 2026年1月第1次印刷

\*

书号:155066·5-18615 定价 43.00 元

如有印装差错 由本社发行中心调换  
版权专有 侵权必究

举报电话:(010)68510107



T/CI 1066-2025