

中华人民共和国地质矿产行业标准

DZ/T XXXXX—XXXX

页岩气调查钻完井技术规程

Technical Specification of Drilling and Completion for Shale Gas Survey

点击此处添加与国际标准一致性程度的标识

(报批稿)

XXXX—XX—XX 发布

XXXX—XX—XX 实施

中华人民共和国自然资源部

发布



## 目 次

前言 .....	V
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
4.1 终孔直径要求 .....	2
4.2 取心质量要求 .....	2
4.3 钻孔质量要求 .....	2
4.4 固井质量要求 .....	3
5 钻井工程设计 .....	3
5.1 设计原则 .....	3
5.2 基本内容与要求 .....	
5.3 设计格式 .....	5
6 钻前工程及验收 .....	5
6.1 钻前工程技术要求 .....	5
6.2 井场设备布置 .....	8
6.3 钻机井场布置 .....	9
6.4 井场安全标志布置 .....	9
6.5 钻前工程验收、交接 .....	10
7 钻进作业施工 .....	11
7.1 钻进及辅助作业 .....	11
7.2 取心钻进 .....	13
7.3 钻进作业特殊操作要求 .....	15
7.4 孔内事故预防与处理 .....	16
7.5 钻井液 .....	17
7.6 钻进作业原始记录 .....	18
8 固井作业施工 .....	19
8.1 作业准备 .....	19
8.2 下套管作业 .....	20
8.3 注水泥作业 .....	20
8.4 套管柱试压和孔口装定 .....	22
8.5 固井施工报告 .....	23
9 完井与封孔 .....	23
9.1 完井原则 .....	23

9.2 完井方式.....	23
9.3 封孔.....	23
10 健康、安全与环境管理（HSE）要求.....	23
10.1 培训及管理体系.....	23
10.2 健康管理.....	23
10.3 安全管理.....	24
10.4 环境管理.....	24
11 钻完井交接验收.....	24
11.1 组织形式和程序.....	25
11.2 交接验收内容.....	25
11.3 交接验收资料.....	25
附录 A（规范性附录）页岩气钻井工程设计格式.....	27
附录 B（规范性附录）页岩气钻井工程设计内容提纲.....	32
附录 C（规范性附录）设备安装验收要求.....	47
附录 D（规范性附录）页岩气井钻进作业施工原始记录表.....	50
附录 E（资料性附录）固井施工报告格式.....	60
附录 F（规范性附录）页岩气井完井交接书格式.....	67
附录 G（规范性附录）钻井工程综合评价表.....	72
参考文献.....	74

## 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。

本文件由中华人民共和国自然资源部提出。

本文件由全国自然资源与国土空间规划标准化技术委员会（SAC/TC 93）归口。

本文件起草单位：中国地质调查局油气资源调查中心、中国地质大学（北京）。

本文件起草人：杨甘生、张春贺、刘宝林、周惠、夏响华、于培志、胡远彪、郭天旭、裴森龙、李元灵、陈星。



# 页岩气调查钻完井技术规程

## 1 范围

本文件规定了页岩气调查钻井工程设计、钻前工程及验收、钻井施工作业、固井施工作业、完井与封孔、健康、安全与环境管理（HSE）、钻井完井交接验收等钻完井全过程的操作程序和基本要求。

本文件适用于页岩气调查钻完井工作。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中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 8978—1996 污水综合排放标准
- GB/T 11651 个体防护装备选用规范
- GB/T 19831.2 石油天然气工业 固井设备 第2部分：扶正器的放置和止动环测试
- DZ/T 0227 地质岩心钻探规程
- JTG B01 公路工程技术标准
- SY/T 6355 石油天然气生产专用安全标志
- SY/T 5087—2005 含硫化氢油气井安全钻井推荐做法
- SY/T 5088 钻井井身质量控制规范
- SY/T 5172 直井井眼轨迹控制技术规范
- SY/T 5198 钻具螺纹脂
- SY/T 5369 石油钻具的管理与使用 方钻杆、钻杆、钻铤
- SY/T 5396 石油套管现场检验、运输与贮存
- SY/T 5412 下套管作业规程
- SY/T 5466 钻前工程及井场布置技术要求
- SY/T 5467 套管柱试压规范
- SY/T 5724 套管柱结构与强度设计
- SY/T 5731 套管柱井口悬挂载荷计算方法
- SY/T 5972 钻机基础选型
- SY/T 6199 钻井设施基础规范
- SY/T 6202 钻井井场油、水、电及供暖系统安装技术要求
- SY/T 6228 油气井钻井及修井作业职业安全的推荐作法
- SY/T 6276 石油天然气工业健康、安全与环境管理体系
- SY/T 6426 钻井井控技术规程
- SY/T 6592 固井质量评价方法

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**钻孔 borehole**

在地层中钻出的具有一定深度的圆柱形孔眼。与“井”同义。

3.2

**终孔直径 final diameter of borehole**

钻孔达到预定的深度及预期的目的而结束钻进时的直径。

3.3

**孔底水平位移 horizontal displacement**

钻孔孔底中心与孔口中心之间的水平距离。

3.4

**孔斜角 angle of inclination**

钻孔轴线上某点的切线与铅垂线之间的夹角。

3.5

**全角变化率 overall angle change rate**

单位孔段长度钻孔轴线在三维空间的角度变化。

3.6

**孔径扩大率 hole diameter enlargement ratio**

钻孔实际直径比钻进所用钻头直径增大的百分比。

3.7

**岩心采取率 core recovery**

采取的岩心长度与钻进进尺的百分比。

4 基本要求

4.1 终孔直径要求

确定钻孔终孔直径时，应综合考虑施工的经济性，满足测井最小直径要求。终孔直径应不小于95 mm。

4.2 取心质量要求

目的层段岩心采取率不低于85%。

其它层段岩心采取率不低于75%。

4.3 钻孔质量要求

4.3.1 孔斜角

4.3.1.1 孔斜角的测量间隔不应大于 100 m。

4.3.1.2 孔斜角偏差要求见表 1。

4.3.1.3 采用地质岩心钻机进行钻探施工时，孔斜角要求可参照 DZ/T 0227 的规定执行。

4.3.2 孔底水平位移

4.3.2.1 水平位移根据孔口坐标值与孔斜角测量点坐标值进行计算。

4.3.2.2 坐标值可采用平均角法、校正平均角法、圆柱螺旋线法、最小曲率法进行计算，其计算方法与计算公式按 SY/T 5088 的规定执行。

4.3.2.3 当孔斜角大于表 1 的偏差要求时，应进行孔底水平位移的计算，其偏差要求见表 1。

4.3.2.4 当所有测点的孔斜角不大于表1的控制值时，可不考核水平位移值。

表1 孔斜角及孔底水平位移的偏差要求

孔深 m	孔斜角 °	孔底水平位移 m
0~500	≤1	≤10
500~1 000	≤2	≤30
1 000~2 000	≤3	≤50
2 000~3 000	≤5	≤80
3 000~4 000	≤7	≤120
4 000~5 000	≤9	≤160

### 4.3.3 全角变化率

4.3.3.1 全角变化率的计算方法按 SY/T 5088 的规定执行。

4.3.3.2 当孔斜角大于表1的偏差要求时，应进行全孔段连续数据复测，连续三个测点（测点间隔不应大于100 m）的全角变化率应不大于表2规定的数值。

4.3.3.3 当所有测点的孔斜角不大于表1的控制值时，可不考核全角变化率。

表2 全角变化率（%30 m）控制值

孔深 m	孔段 m				
	≤1 000	≤2 000	≤3 000	≤4 000	≤5 000
	全角变化率				
≤1 000	≤2.00°				
≤2 000	≤1.75°	≤2.25°			
≤3 000	≤1.50°	≤2.00°	≤2.50°		
≤4 000	≤1.50°	≤1.75°	≤2.25°	≤2.75°	
≤5 000	≤1.25°	≤1.75°	≤2.00°	≤2.50°	≤3.00°

### 4.3.4 孔径扩大率

目的层段孔径扩大率不宜大于20%。

## 4.4 固井质量要求

4.4.1 各层套管的固井水泥应上返至地表。

4.4.2 尾管水泥应上返至悬挂器以上。

4.4.3 终孔直径152 mm及以上的井固井后应按 SY/T 5467 的规定进行套管试压。

4.4.4 终孔直径152 mm及以上的井应采用声波变密度测井检测固井质量，水泥胶结质量的评价按 SY/T 6592 的规定进行。

## 5 钻井工程设计

## 5.1 设计原则

- 5.1.1 符合质量、健康、安全与环境保护要求。
- 5.1.2 有效地发现和保护储层。
- 5.1.3 避免喷、漏、塌、卡等复杂情况产生。
- 5.1.4 钻井成本经济合理。

## 5.2 基本内容与要求

### 5.2.1 地质概况

包括地理及环境资料、地质要求、地层压力预测、地温梯度、邻井资料。填写内容应与地质设计一致。井深标注垂深/斜深，地层压力预测图按井深对应压力梯度绘出曲线，并标明预测压力曲线名称。邻井资料应包括地层压力、钻井液密度、含硫及二氧化碳等特殊层段描述、复杂情况等。

### 5.2.2 设计依据

包括钻井地质设计、相关行业标准、企业标准、邻井资料及特殊要求等。

### 5.2.3 质量要求

包括但不限于井身质量、取心质量、固井质量。

### 5.2.4 钻孔结构

包括钻孔结构设计依据、钻孔结构示意图、钻孔结构设计数据表及说明；完整绘出钻孔结构示意图，标出钻头直径与井深、套管尺寸与下深、水泥返高、尾管悬挂位置等数据。

### 5.2.5 钻井设备

包括钻机选择依据、钻井主要设备；钻井设备表可根据钻机选择的类型需要填写。

### 5.2.6 钻具组合与强度校核

包括钻具组合、钻柱强度校核、钻具组合分段说明、钻具及工具、测量仪器；钻具强度设计用表格形式给出，可绘出校核图（包括抗拉强度和抗扭强度校核图）。

### 5.2.7 钻头选型与钻进参数

按地层分层选择钻头、设计钻井参数与水力参数。

### 5.2.8 取心设计

包括取心方法与取心工具选择、钻具组合与钻进参数设计、取心技术措施。

### 5.2.9 钻井液

包括钻井液设计依据、体系、配方、分段性能、维护处理措施、钻井液及材料用量、固控设备及使用要求、加重要求；油基钻井液性能参数应包括破乳电压与油水比。

### 5.2.10 储层保护要求

提出储层保护的技术要求和措施。

### 5.2.11 压力控制

按SY/T 6426的要求进行设计，设计内容包括井控装置选择依据、井控装置、井控装置示意图、井控装置试压要求、钻具内防喷工具要求、地层孔隙压力监测、地层漏失试验要求、井控技术措施。应分开次绘出井控装置示意图。井控装置表中应包括套管头、地层压力监测和地层漏失试验数据应用表格形式给出，可绘出图形。

### 5.2.12 固井设计

包括套管柱设计、各层次套管串结构数据、套管试压要求、水泥浆体系、注水泥设计、固井添加剂及附件、固井完井技术要求；套管柱设计数据用表格形式给出，可绘出校核图（包括抗外挤强度、抗内压强度和抗拉强度校核图）。

### 5.2.13 钻井施工技术要求

主要内容包括钻前及安装工程要求、各开次钻井重点技术措施、故障及复杂情况预防及处理措施等。

### 5.2.14 中途测试要求

包括测试前的井眼准备、测试后的压井和安全措施等要求。

### 5.2.15 完井孔口装置

包括套管头、孔口装置及保护要求。

### 5.2.16 弃井要求

包括孔口和井下处理要求。

### 5.2.17 职业健康、安全、环保要求

包括对职业健康、安全、环保的要求。

### 5.2.18 钻井资料要求

包括钻完井后钻井队送交资料的清单。

### 5.2.19 钻井进度计划

包括钻井进度计划和钻井进度计划图。

按钻井开次对应的井深、预测作业时间、绘出全井钻完井折线图。

### 5.2.20 投资预算

预算内容包括主要材料消耗计划和钻井工程投资预算。

## 5.3 设计格式

钻井工程设计格式见附录A。钻井工程设计内容提纲见附录B。

## 6 钻前工程及验收

### 6.1 钻前工程技术要求

### 6.1.1 井场选定

- 6.1.1.1 根据勘探单位给定的坐标，实地勘测地面孔口位置，并在基础施工结束后复测孔位。
- 6.1.1.2 页岩气井井场边界距高压线及其它永久性设施不小于 75 m，距民宅不小于 100 m，距铁路、高速公路不小于 200 m，距水利堤坝不小于 10 m。距学校、医院、大型油库等人口密集、高危场所不小于 500 m。
- 6.1.1.3 含硫页岩气井井场应选在较空旷的位置，前后或左右方向盛行风畅通，满足紧急逃生要求。符合 SY/T 5087—2005 第 5 章有关规定。
- 6.1.1.4 孔位地理条件不能满足施工要求时，移动孔口位置应得到地质设计单位批准。

### 6.1.2 井场布置原则

- 6.1.2.1 钻井设备布置位置应符合自然环境、钻机类型及钻井工艺要求；宜利用原有地形，节约用地。
- 6.1.2.2 应满足防喷、放喷、防爆、防火、防风、防毒、防冻等安全要求。
- 6.1.2.3 在布置环境有特殊要求的井场时，应有切实的防护设施。
- 6.1.2.4 便于废弃物回收处理，防止环境污染。
- 6.1.2.5 钻机井架和动力基础应尽量选在自然地基坚固处。
- 6.1.2.6 井场周围应有明显的安全警示标识或设置安全隔离带。

### 6.1.3 井场区域的规定

- 6.1.3.1 以孔口为 midpoint，以井架底座的两条垂直平分线的延长线为准线，划分井场的前、后、左、右。
- 6.1.3.2 以与大门平行的井架底座的垂直平分线为准线，大门所在区域为前。
- 6.1.3.3 站在大门前方的准线上，面对大门，准线左侧区域为左，准线右侧区域为右。

### 6.1.4 井场大门朝向的确定

- 6.1.4.1 大门方向应符合井控要求。
- 6.1.4.2 布置大门方向应考虑风频、风向。大门方向应背向季节风。
- 6.1.4.3 大门方向应面向进入井场的道路，一般情况下宜朝南或东南。
- 6.1.4.4 含硫页岩气井大门方向，应面向盛行风风向。

### 6.1.5 井场面积

- 6.1.5.1 井场占地面积应符合表 3 规定。各钻深级别钻机的井场面积见表 3。

表3 钻机井场面积

钻深 m	井场面积 m <sup>2</sup>	长 度 m	宽 度 m
1 000	3 600	60	60
2 000	3 900	60	65
3 000	4 900	70	70
4 000	9 000	100	90
≥5 000	10 000	100	100

- 6.1.5.2 在环境敏感地区，如盐池、水库、河流等，应在右侧增加一个专用的体积不少于 200 m<sup>3</sup> 的不计入表 3 所列井场面积的放喷池，池体中心点距孔口应在 75 m 以上。

6.1.5.3 在人口稠密地区，最小安全使用面积应不低于表 3 的 80%。进行特殊工艺井施工时，应根据施工的特殊性、车辆的多少等，在表 3 规定的基础上，适当增加井场面积。

#### 6.1.6 基础选型、计算和布置

石油钻机基础的选型、计算、布置应符合 SY/T 5972 的规定。地质岩心钻机、水文水井钻机和其它种类的钻机可参照 SY/T 5972 的规定执行。

#### 6.1.7 基础施工

各类钻机基础施工按 SY/T 6199 的规定执行。

#### 6.1.8 井场及道路

##### 6.1.8.1 井场

6.1.8.1.1 井场应平坦坚实，井场平面凹凸高差应不超过 100 mm；井场在稻田或松软地层地区时，应对地基进行加固处理，确保能承受大型车辆搬运和钻井设备的承载要求。

6.1.8.1.2 井场应满足钻井设备的布置及钻井作业的要求。

6.1.8.1.3 井场平面以孔口为中心，应向四方倾斜，其坡度为 1:100，以利排水。

6.1.8.1.4 井场、钻台下、泵房、机房下应挖有通向污水池的排水沟，雨季井场周围应挖有环形排水沟。

6.1.8.1.5 污水处理设施布置位置要合理，应满足施工要求。

6.1.8.1.6 井架绷绳锚坑或绷绳墩位置应按各种类型钻机的井架安装说明书执行。

6.1.8.1.7 在草原、苇塘、林区布置井场时应按照防火、防爆、防污染等国家及地方法规执行。

6.1.8.1.8 在河床、海滩、湖泊、盐田、水库、水产养殖场钻井时，井场应设置防洪、防腐蚀、防污染等安全防护设施。

6.1.8.1.9 沙漠地区施工的页岩气井应有防风、防沙设施。

6.1.8.1.10 农田内施工的页岩气井，四周应挖沟或修筑围堤，边沟底宽和深度应大于 0.5 m，围堤宜根据实际需要修筑，防止井场内油污、污水、钻井液等流入田间或水溪。

##### 6.1.8.2 入井场道路及路面

6.1.8.2.1 山岭丘陵地区选定井场道路应避开滑坡、泥石流等不良地质地段。

6.1.8.2.2 通往井场的道路，应满足建井周期内各型车辆安全通行的要求，特别应考虑满足抢险车辆通行要求。

6.1.8.2.3 入井场道路宜满足 JTG B01 规定的四级公路标准。

6.1.8.2.4 井场逃生道路应有两条或两条以上，道路间的夹角应大于 90°，路面平整，便于人员及时撤离疏散。

6.1.8.2.5 特殊地区(如沙漠、草原、海滩)的井，应满足运输通行需要。

6.1.8.2.6 道路宜从井场大门方向进入井场，路面平坦、坚实、尽量取直，留有会车台。

6.1.8.2.7 路面宽度应不小于 6 m，拐弯处加宽 1 m~2 m，道路边坡为 1:1.25。

6.1.8.2.8 雨季泥泞道路应采取防滑、防陷措施，如铺设钢管排、砖渣、煤矸石等，确保道路畅通。

6.1.8.2.9 路面拱坡度以 3%~5%为宜。

### 6.1.8.3 桥涵

- 6.1.8.3.1 通往井场的道路桥涵类别应根据运输车辆的要求和钻探区域的实际情况而定。
- 6.1.8.3.2 桥涵荷载等级应符合 JTG B01 的规定。
- 6.1.8.3.3 修筑道路应根据地形合理设置涵洞以利排水，涵洞顶部覆盖土的厚度不应小于 0.5 m。

### 6.1.8.4 井场环保

- 6.1.8.4.1 清水池、放喷池、岩屑池、污水池布置位置、容量、防渗漏措施等应符合有关要求，井场内应有良好的清污分流系统。
- 6.1.8.4.2 井场后(或右)侧应修建钻井液储备池或摆放钻井液储备罐，净化系统一侧应修建废液处理池，配备废液处理装置，振动筛附近应修建堆砂坑。
- 6.1.8.4.3 发电房和油罐区四周应有环形水沟，并配备油污回收罐。

## 6.2 井场设备布置

### 6.2.1 主要设备布置

- 6.2.1.1 应根据大门方向及不同钻机类型布置井架底座、绞车、柴油机、发电机组、电动机、钻井泵的位置。
- 6.2.1.2 柴油机排气管出口应避免指向油罐区。
- 6.2.1.3 含硫等挥发易燃气体的页岩气井，发电机、压缩机等容易产生引火源的设施及人员集中区域宜部署在孔口、节流管汇、放喷管线、液气分离器、钻井液罐、备用池等容易排出或聚集气体装置的上风方向。

### 6.2.2 泥浆净化系统布置

- 6.2.2.1 循环罐应布置在井场的右侧，中心线距孔口 11m~18m，从振动筛依次向后设置。
- 6.2.2.2 高架钻井液槽应设置一定的坡度并满足录井要求。
- 6.2.2.3 除气器、除砂器、除泥器、离心机应依次安装在循环罐上。
- 6.2.2.4 井场沉砂池、污水池的容积应按设计的井身结构计算确定。

### 6.2.3 发电房及油罐区布置

#### 6.2.3.1 机械钻机

- 6.2.3.1.1 发电房应布置在井场的左方。
- 6.2.3.1.2 油罐区应布置在井场的左后方。

#### 6.2.3.2 电动钻机

- 6.2.3.2.1 发电机组和电控房应并排布置于井场的后方。
- 6.2.3.2.2 油罐区应布置在发电机组的后方或左后方。
- 6.2.3.2.3 发电房与油料区相距应不小于 20 m。

### 6.2.4 井控设备布置

- 6.2.4.1 防喷器远程控制台应安装在面对井架大门左侧，距孔口不小于 25 m 的专用活动房内，并在周围保持 2 m 以上的行人通道。

- 6.2.4.2 压井管汇应设置在井场左侧，节流管汇应设置在井场右侧。
- 6.2.4.3 放喷管线出口不应正对电力线、油料区、宿舍及其他障碍物，否则其距离不应小于 50 m。
- 6.2.4.4 含硫页岩气井，其放喷管线应至少铺设 2 条，其夹角为  $90^{\circ} \sim 180^{\circ}$ ，管线转弯处的弯头夹角不小于  $120^{\circ}$ ，并接出距孔口不少于 100 m；若风向改变时，至少有一条能安全使用，以便必要时连接其他设备（如压裂车、水泥车等）做压井用。
- 6.2.4.5 防喷器远程控制台和备用探照灯应有专线控制。
- 6.2.4.6 液气分离器应安装在井场右侧距孔口 11 m~14 m 的地方，其出口接出至距孔口 50 m 以上有有点火条件的安全地带。

### 6.2.5 井场用房布置

- 6.2.5.1 地质编录房、值班房应摆放在大门前方。
- 6.2.5.2 材料房、平台经理房(队长房)、钻井监督房等井场用房应摆放在有利于生产的位置。
- 6.2.5.3 锅炉房应安装在季节风的下风位置，距孔口不小于 50 m。
- 6.2.5.4 值班房、发电房、油料区距孔口应不少于 30 m。
- 6.2.5.5 含硫页岩气井，井场工程值班房、地质值班房、钻井液化实验室应设置在井场主要风向的上风方向。
- 6.2.5.6 野营房应置于井场边缘 50 m 外的上风处。
- 6.2.5.7 钻井的主要设备宜设置遮盖棚。

### 6.2.6 消防器材布置

- 6.2.6.1 消防器材房应设置在发电房侧面。井场应配备 100 L 泡沫灭火器 2 个，8 kg 干粉灭火器 10 个，5 kg 二氧化碳灭火器 2 个，消防斧 2 把，防火铲 6 把，消防桶 8 只，消防砂  $4 \text{ m}^3$ ，75 m 长消防水龙带 1 根，直径 19 mm 直流水枪 2 支。这些器材均应整齐清洁摆放在消防房内。
- 6.2.6.2 机房应配备 8 kg 二氧化碳灭火器 3 只，发电房应配备 8 kg 二氧化碳灭火器 2 只，在野营房区也应配备一定数量的消防器材。
- 6.2.6.3 应在井场左前方靠井场边缘和井场左后方发电房前各堆放消防砂  $4 \text{ m}^3$ 。
- 6.2.6.4 消防器材质量应满足相关规定要求。

### 6.2.7 井场电路布置

井场电路布置应符合 SY/T 6202 的规定。

### 6.2.8 其他设施布置

- 6.2.8.1 钻井设施的位置应按施工设计要求执行。
- 6.2.8.2 钻井液材料应摆放在混合漏斗或加重泵旁。

## 6.3 钻机井场布置

各种类型钻机井场布置参照 SY/T 5466 附录规定执行。

## 6.4 井场安全标志布置

- 6.4.1 应在井场明显处设置“安全第一，预防为主”标志。
- 6.4.2 含硫页岩气井的风向标位置按 SY/T 5087 的要求确定。
- 6.4.3 应在井场入口处设置“禁止非工作人员入内、禁止酒后上岗、严禁烟火”等标志。
- 6.4.4 应在上钻台处设置“戴安全帽、应穿戴防护用品、防掉、防滑、防坠落”等标志。

- 6.4.5 应在绞车、柴油机、发电机等机械设备处设置“防机械伤人”标志。
- 6.4.6 应在井架梯子入口处、高空作业处，设置“应系安全带”标志。
- 6.4.7 应在油罐区设置“严禁烟火”标志。
- 6.4.8 应在发电房闸刀盒等处设置“危险有电”标志。
- 6.4.9 应在闸门旁设置“禁止乱动阀门”标志。
- 6.4.10 应在消防器材房、消防器材箱等处设置“禁止乱动消防器材”标志。
- 6.4.11 应在泵房等高压区域设置“防高压伤人”标志。
- 6.4.12 应在电、气焊房处设置“禁止混放”标志。
- 6.4.13 应在大门坡道处设置“禁止吊管下过人”标志。
- 6.4.14 应在井队食堂设置“当心天然气爆炸、注意先点火后开气、注意通风”等标志。
- 6.4.15 应在钻井液材料房设置“注意通风”标志。
- 6.4.16 应在绞车和辅助小绞车附近设置“当心缠绕”标志。
- 6.4.17 应在井场的上风口位置设置“应急集合”标志和“逃生路线”标志。
- 6.4.18 所有安全标志图案应符合 SY/T 6355 的规定。

## 6.5 钻前工程验收、交接

### 6.5.1 总体要求

- 6.5.1.1 钻前工程完工后由施工单位如实填写检验单，内容主要包括施工单位、施工负责人、施工日期、执行标准、检验依据、实测数值等。
- 6.5.1.2 由交接双方对照检验单和标准验收。
- 6.5.1.3 验收中发现不合格项目，由施工单位负责整改。
- 6.5.1.4 技术检查：对施工井场的主体钻井设备、附属设备，按照专业安装技术要求，进行全面检查。
- 6.5.1.5 安全检查：对施工井场的所有安全设施及装备，按安全规范要求，进行全面检查。
- 6.5.1.6 环保检查：对施工井场的废渣处理与堆放、废浆处理方案与布置的合理性、堆放场地的容量等，进行全面检查。
- 6.5.1.7 验收组织单位：工程建设方（业主）或建设方授权的本工程监理机构。
- 6.5.1.8 验收人员组成：建设方、监理方、施工方管理部门以及施工方项目部相关负责人、技术管理人员及安全管理人员。
- 6.5.1.9 验收整改程序：施工方项目部自行组织检验并进行整改 → 施工方组织初步验收并进行整改 → 建设方（业主）或建设方授权的本工程监理机构进行验收 → 施工方按验收意见进行整改 → 通过“三方”钻前最终验收。
- 6.5.1.10 签发工程开工令：由建设方（业主）或建设方授权的本工程监理机构，签发钻井工程开工通知书。

### 6.5.2 井场验收要求

- 6.5.2.1 井场面积应满足本文件 6.1.5 的要求。
- 6.5.2.2 井场布置应满足本文件 6.2 的要求。

### 6.5.3 设备基础验收要求

基础选型与布置应满足 SY/T 5972 的要求。

#### 6.5.4 设备安装验收要求

- 6.5.4.1 设备部件、附件、安全装置、护罩应齐全、完好，固定牢靠。
- 6.5.4.2 紧固件、连接件应紧固牢靠；
- 6.5.4.3 绞车制动系统应能迅速、有效地进行制动与解除，防撞天车及保险阀应工作灵活可靠，离合器应能快速离合；
- 6.5.4.4 所有管线按设计最大压力值的 1.2~1.5 倍试压 30 min 以上，不应有泄漏且流动畅通；
- 6.5.4.5 石油钻机安装验收项目及要求见附录 C。地质岩心钻机、水文水井钻机及其它钻机安装验收要求参照附录 C 执行。

#### 6.5.5 安全验收

检查井场布置、放喷管布设、设备安装等是否符合安全要求。检查是否按本规程第 6.4 条的规定设置了安全标志。

#### 6.5.6 环境保护验收

检查井场的废水和废渣的存放、废水的排放、消音措施是否符合环保要求。

### 7 钻进作业施工

#### 7.1 钻进及辅助作业

##### 7.1.1 开孔作业

- 7.1.1.1 导管鞋应坐在硬地层上。
- 7.1.1.2 鼠洞的位置、鼠洞管的斜度与出露钻台高度，应有利于方钻杆的顺利起下、有利于摘挂水龙头操作。
- 7.1.1.3 开孔钻进孔眼要直，入孔钻具应符合 SY/T 5369 规定的质量要求。
- 7.1.1.4 开孔钻进初期，应控制钻压不大于钻铤柱重量的 60%。
- 7.1.1.5 钻进中应根据井下情况变化和地面设备、仪表采集和信息变化情况，及时采取相应措施，实现安全钻进。

##### 7.1.2 钻进作业

- 7.1.2.1 再次钻进前应先安装好孔口装置，并找正天车、转盘和孔口中心。
- 7.1.2.2 钻完固井水泥塞，再次恢复钻进，应对套管采取保护措施：
  - a) 在钻铤未出套管鞋前，钻压应不大于钻铤重量的 60%，转盘速度采用低转速。
  - b) 技术套管下入较深，再次钻进孔段较长的孔，应采取保护套管的措施。
- 7.1.2.3 钻具组合应满足钻井工程设计要求，符合 SY/T 5172 的有关规定。
- 7.1.2.4 在易缩径的软地层使用 PDC 钻头和喷射钻头时，应根据实际情况，每 300 m~500 m 进行短程起下钻，起出长度应超过新钻进孔段长度，以防缩径卡钻。
- 7.1.2.5 钻进中应根据孔内情况（钻速、钻井液性能、钻屑性能、钻井液体积和进出口流量等）和地面设备运转、仪表信息等，判断分析异常情况，及时采取相应处理措施。
- 7.1.2.6 新牙轮钻头入井钻进初期应采用小钻压、低转速钻进 0.2 m~1.0 m，随后逐渐增至正常钻压和转速。

7.1.2.7 新金刚石钻头与新 PDC 钻头下入井钻进时，应在钻头距孔底 0.5 m~1.0 m 时，开泵以大排量清洁孔底，然后采用小钻压、低转速钻进 0.5 m~1.0 m，随后逐渐增至正常钻压和转速。

7.1.2.8 钻进中出现下列情况之一时应停止钻进：

- a) 钻头在孔底工作异常（如突发性蹩跳钻、钻速突降、回转扭矩增大等），经处理无效；
- b) 钻头在孔底工作正常，但钻进速度极低；
- c) 泥浆泵泵压突变，已判断为循环短路、钻头喷嘴脱落和堵塞。
- d) 发生严重溜钻。

7.1.2.9 使用金刚石钻头钻进时孔底应无金属落物。

7.1.2.10 钻具在孔内静止时间不应超过 3 min，以防止粘附卡钻。

7.1.2.11 钻达下技术套管深度后，应根据钻井设计要求，及时进行测井、固井等其他作业。

7.1.2.12 钻进时钻杆在孔内位置应定期倒换，浅孔宜抽上换下，深孔宜用抽中间换两头的方法交替使用。

7.1.2.13 每回次钻进，在钻头到达孔底前，应先开泵冲孔，待孔口返水后，慢速回转钻具，无蹩车蹩泵时，方可将钻具下放到孔底。

7.1.2.14 钻头接触孔底后，低钻压、低转速钻进 0.3 m~0.5 m，造好孔底形状后，方可逐步提高钻压和转速。

7.1.2.15 钻进过程中，应保持钻压均匀，加减压应连续均匀，无故不应改变钻进参数。

7.1.2.16 在松散地层钻进，不宜长时间冲孔，提下钻速度不宜过快，提钻中或提钻后应向孔内回灌冲洗液，防止塌孔。

7.1.2.17 钻进过程中应随时注意孔内情况变化，若出现回转阻力增大，负荷突变，泥浆泵压力下降或蹩泵，孔口返浆减少或不返浆、岩心堵塞以及钻速突然降低等异状时，应立即采取措施，经处理无效时应及时提钻检查。

7.1.2.18 每回次钻进结束后，应认真检查钻头磨损和变形情况，分析原因，有针对性地调整下一回次钻进参数和改进钻进操作。

7.1.2.19 提钻遇卡时，不可硬拉，应上下活动钻具，解卡后再提钻。

7.1.2.20 停钻时，应将钻具提至孔外或套管内。

7.1.2.21 下钻遇阻划眼，应记录井深、时间及划眼情况，以便判断遇阻原因，控制钻头工作时间。

7.1.2.22 使用液动潜孔锤钻进应注意以下事项：

- a) 液动潜孔锤首次下孔之前，应进行清洗和调试，使其运动部件活动灵活、无卡阻现象。调试工作时间应不少于 5 min。
- b) 应使用润滑性能好、经过固控设备净化了的泥浆。
- c) 钻进时应经常观察泵量和泵压变化，以判断液动潜孔锤工作情况。
- d) 发现蹩泵、液动潜孔锤不工作时，应立即上下窜动钻具、调整泵量，尝试恢复其正常工作；无效时，应立即提钻检查。
- e) 钻进时发现泵压急增，应查明原因及时排除。

7.1.2.23 喷射钻进时不可停留在一个位置循环泥浆，泥浆循环时应不停地上提和下放钻具。

### 7.1.3 接单根

7.1.3.1 接单根前应做好单根、孔口工具和材料的准备。

7.1.3.2 用双吊钳卸方钻杆时，应先旋松螺纹，再低速（10 r/min~12 r/min）卸开螺纹。不可用单吊钳转盘冲击松开螺纹。

7.1.3.3 采用小鼠洞接单根时，应用吊钳按规定力矩旋紧连接螺纹，操作时应注意防止单根和方钻杆的连接螺纹退松。

7.1.3.4 接单根时应有防落物入井措施。

7.1.3.5 接好单根和方钻杆后，应先开泵建立正常循环，随后下放钻柱恢复钻进。

#### 7.1.4 起下钻

7.1.4.1 起下钻前应按照操作岗位负责分工，做好仪表、工具、器材和安全防护设施的检查，孔口操作应有防落物入井措施。

7.1.4.2 起钻前应根据井眼条件、钻井液性能和地质录井资料要求，充分循环洗井，清洁井筒。

7.1.4.3 起下钻应根据钻机载荷、钻具重量、井眼条件，采用双吊卡或卡瓦操作。

7.1.4.4 起下钻时应同时使用提升短节（或提升接头）、卡瓦，安全提升短节和钻铤连接螺纹应用吊钳（或动力吊钳）旋紧，安全卡瓦应卡在距卡瓦上部 0.05 m~0.10 m 处。不应用转盘旋卸钻铤螺纹。

7.1.4.5 钻具联接螺纹应按 SY/T 5369 规定的紧扣扭矩值旋紧。宜采用带有直读扭矩仪的液压大钳旋卸钻具螺纹。

7.1.4.6 联接钻具螺纹时应在螺纹处涂抹符合 SY/T 5198 规定性能指标的润滑脂。

7.1.4.7 螺纹连接应保持螺纹清洁完好。

7.1.4.8 下钻应采用限速措施，大钩载荷大于 300 kN 时应使用辅助刹车。

7.1.4.9 钻具装有止回阀下钻时每下 20 柱~30 柱钻杆向钻具内灌满一次钻井液。

7.1.4.10 在复杂卡阻孔段应降低上提下放速度。上提遇卡超过 100 kN、下放遇阻超过 50 kN 时，应及时采取措施，彻底消除阻卡后方可恢复正常作业。

7.1.4.11 孔内不正常或者深孔段下钻时应分段循环钻井液。

#### 7.1.5 换钻头

7.1.5.1 上卸钻头应用吊钳和专用钻头装卸器。钻头螺纹先用人工引扣，再用吊钳旋紧，不应猛拉猛绷，防止损坏钻头。卸钻头先用吊钳旋松螺纹，再用转盘低速（10 r/min~20 r/min）卸开。不可用转盘强行卸扣。

7.1.5.2 连接钻头螺纹时应在螺纹处涂抹符合 SY/T 5198 规定性能指标的润滑脂，并按规定螺纹扭矩值上紧。

7.1.5.3 应根据起出钻头磨损情况和使用效果，结合钻进岩石可钻性选择入井钻头类型和钻头工作参数。

7.1.5.4 牙轮钻头入井前应检查钻头直径、轴向间隙、牙轮平面、牙齿、连接螺纹质量、焊缝质量、喷射钻头应检查喷嘴安装质量。

7.1.5.5 金刚石钻头入井前应检查钻头直径、胎体与刚体焊缝质量、金刚石或切削块烧结质量、水眼套安装质量和螺纹连接质量。

7.1.5.6 出入井钻头应进行钻头直径检查，起出钻头磨损严重时应及时采取划眼措施。

### 7.2 取心钻进

#### 7.2.1 取心前准备

7.2.1.1 取心前应由相关专业人员向钻井队进行取心技术交底。钻井队应清楚取心的要求、依据、井深、段长、岩性、取心工具结构及检查要求，制定取心技术措施。

7.2.1.2 取心钻头直径，应与全面钻进的钻头尺寸相匹配。

7.2.1.3 凡固井后即需取心的孔，应将孔底处理干净再进行取心作业。

7.2.1.4 处理好钻井液，保持其性能稳定，保持井眼通畅、无垮塌、无沉砂，能顺利下钻到孔底。

7.2.1.5 检查好钻进设备。

7.2.1.6 取心工具在装卸过程中，应防止摔弯、碰扁。

### 7.2.2 取心工具入井前要求

7.2.2.1 内外岩心筒无伤痕，每节弯曲度应不大于 4 mm。

7.2.2.2 内筒转动灵活，每次启用取心工具前悬挂总成均应卸开清洗干净，加足黄油；每次换取心钻头下井前应调整好轴向间隙。

7.2.2.3 止回阀应排液通畅，密封可靠。

7.2.2.4 分水接头水眼通畅。

7.2.2.5 各部分螺纹应完好无损，组装时应上紧扣，上扣扭矩按表 4 推荐值执行。

表4 取心筒上扣扭矩推荐值

外筒直径×内筒直径 mm×mm	扭矩 Nm
121×93	6 000~7 000
133×101	8 000~9 000
146×114	10 000~12 000
172×136	12 000~13 000
180×144	13000~16 000
194×153	26 000~31 000

7.2.2.6 应根据钻头内径选配岩心卡簧。

### 7.2.3 取心工具起下钻

7.2.3.1 取心工具上、下钻台，应两端悬吊，操作平稳，并捆绑好钻头。

7.2.3.2 取心工具吊到孔口后，检查岩心爪底端与钻头台肩之间的纵向间隙，内岩心筒转动灵活。

7.2.3.3 取心筒入井时，应卡安全卡瓦。

7.2.3.4 起下钻操作应平稳，不可猛提、猛放、猛刹。无液压大钳的钻井队，应按吊钳松扣、旋绳卸扣进行操作。

7.2.3.5 下钻速度应控制在 0.5 m/s 内，下放钻具应平稳。下钻摩阻不应超过 40 kN，超过时应开泵循环，上下活动钻具，缓慢下放，否则起钻通井，不应使用划眼的方式强行下钻。

7.2.3.6 将取心钻头下至离孔底 10 m 左右，缓慢开泵，充分循环钻井液。

7.2.3.7 起钻要求井眼无溢流，钻井液的密度应与地层压力相匹配。

7.2.3.8 起钻过程中应及时向井眼内回灌钻井液。

7.2.3.9 一口井的取心全部完成且最后一次起钻时，凡用大钳紧扣的外筒螺纹应松扣吊下钻台，并戴上保护套。

### 7.2.4 树心

在开泵转动钻具情况下，校对指重表，调整钻压至 20 kN，根据地层岩性，使树心（疏松地层不需树心）流量小于或等于正常取心钻进流量，树心钻进 0.3 m~0.5 m 后再逐渐调整到最佳取心钻进参数。

### 7.2.5 取心钻进操作要求

7.2.5.1 取心孔段应按设计要求和现场地质监督指令执行。

7.2.5.2 送钻均匀，钻压应逐渐增加，切忌一次到位，不允许溜钻；如遇憋钻、跳钻，可适当调整钻井参数予以消除。

7.2.5.3 钻进中无特殊情况，不停泵，不停转，直到取心钻进完成，如遇特殊情况应立即割心。

7.2.5.4 应做好钻时记录，观察钻时、钻压、泵压与转盘扭矩的变化，发现异常情况果断处理。

7.2.5.5 取心钻进，应事先调整好方入，尽量避免中途接单根。送钻宜均匀、平稳，防止溜钻。发现憋钻、跳钻或钻时明显增高，应分析原因、及时处理，原因不明应起钻检查。

7.2.5.6 取心质量应符合本文件 4.3 的规定。

### 7.2.6 硫化氢地层取心钻进操作特殊要求

7.2.6.1 从已知或怀疑含硫化氢地层中起出岩心之前应提高警惕；

7.2.6.2 在岩心筒到达地面至少 10 个立柱或在达到安全临界浓度时，应立即戴上正压式空气呼吸器；

7.2.6.3 当岩心筒已经打开或当岩心已移走后，应使用便携式硫化氢检测仪检查岩心筒；

7.2.6.4 在确定硫化氢浓度低于安全临界浓度之前，人员应继续使用正压式空气呼吸器；

7.2.6.5 在搬运和运输含有硫化氢的岩心样品时，应提高警惕。岩心箱应采用抗硫化氢的材料制作，并附上标签。

## 7.3 钻进作业特殊操作要求

### 7.3.1 划眼作业要求

7.3.1.1 钻进过程中在新钻头距孔底一个单根时、接单根前、软硬夹层变化段、断层前 30 m 时、检修设备或其它原因停钻后重新钻进时应进行划眼作业。

7.3.1.2 通井过程中在孔底以上一个立根、起下钻、电测时遇阻遇卡孔段和起钻后发现钻头磨损变小所钻的孔段时应进行划眼作业。

7.3.1.3 划眼原则为一通、二冲、三划眼，停泵通，大排量冲，小排量划眼。

7.3.1.4 在松软、破碎地层、断层处和增斜、降斜段划眼时，防止划出新井眼。

7.3.1.5 倒划眼一单（立）根后，应进行正划眼一单（立）根，然后停泵、停转，在一单（立）根范围内上提、下放钻柱至无阻卡为止。

7.3.1.6 带弯接头或弯外管马达的钻柱组合不可加压划眼，遇阻时开泵冲洗，上下活动钻具并变换方向，但时间不可过长，无效应起钻通井。

### 7.3.2 井控要求

7.3.2.1 应安装井控装置，开钻前应调试防喷器，使防喷器处于良好工作状态。应合理选择使用钻具内防喷装置、气体分离器、钻井液液面监测装置。

7.3.2.2 应按工程设计选择钻井液类型和密度值。钻井中应进行以监测地层压力为主的随钻监测，绘出全井地层压力梯度曲线。当发现与设计不相符合时，应按审批程序及时申报，经批准后才可修改。但若遇紧急情况，钻井队可先处理，再及时上报。

7.3.2.3 钻遇高压水层时，应密切观察泥浆槽泥浆上返情况，泥浆不上返或上返量减小时，则存在漏失，严禁提钻。此时应停止钻进作业，立刻启动防喷系统。应密切关注向孔内通浆情况，堵漏成功，泥浆正常上返后，再决定下一步工作。

7.3.2.4 每只钻头入井开始钻进前以及每日白班开始钻进前，都应以 1/3~1/2 正常流量测一次低泵速循环压力，并做好泵冲数、流量、循环压力记录。当钻井液性能或钻具组合发生较大变化时应补测。

7.3.2.5 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，井筒液柱压力不应小于裸眼段中的最高地层压力。

- 7.3.2.6 工作场所不得吸烟、明火。工作人员服装应防静电。
- 7.3.2.7 提钻过程中，应及时补浆，保持孔内泥浆液面。
- 7.3.2.8 钻进过程中需要加重泥浆时，应控制加重速度，防止因加重速度过快而压漏地层。应注意控制开泵泵压，防止憋漏地层。对于裸眼孔段存在不同压力系统的地层，当下部存在高压层的压力系数超过上部裸眼孔段地层的漏失压力系数或破裂压力系数时，应在进入高压层之前进行堵漏，提高上部地层的承压能力，防止钻至高压水层时因井漏而诱发井喷，或下管封隔。
- 7.3.2.9 发现钻井液被气侵后，应立即除气，及时恢复钻井液密度。
- 7.3.2.10 钻开高压层后，钻进过程中应密切观测泥浆池中钻井液的体积总量。起钻时应将孔内灌满钻井液，并监测灌入量；下钻时，应观测钻井液返出量。
- 7.3.2.11 宜储备适量高于井筒内钻井液密度的加重钻井液，其数量应大于井筒中钻井液的数量。
- 7.3.2.12 溢流往往是井喷征兆的第一信号，发现溢流应立即关闭防喷器，用一定密度的加重钻井液进行压井，以迅速恢复液柱压力，重新建立压力平衡，制止溢流。

## 7.4 孔内事故预防与处理

### 7.4.1 孔内事故预防的基本要求

- 7.4.1.1 施工前，应掌握施工地区地层、岩性、构造、稳定状况以及以往钻井事故的经验教训，针对施工具体情况，制定预防措施。
- 7.4.1.2 操作人员应严格履行岗位职责和遵守劳动纪律，认真执行操作规程，坚持“预防为主”的方针。
- 7.4.1.3 钻具、管材使用要求：
  - a) 钻杆直径单边磨损 2 mm、均匀磨损 3 mm，每米弯曲超过 3 mm；岩心管磨损超过壁厚 1/3，每米弯曲超过 2 mm、丝扣磨损严重的均不准下入孔内使用；
  - b) 各种钻具、管材、接头、接箍的内径、外径、丝扣长度、锥度及钻杆加厚部分应按照技术要求进行质量检验，不符合要求的不应使用。
- 7.4.1.4 钻进中的安全规定：
  - a) 钻进中若遇钻进扭矩异常、泥浆泵泵压升高、孔口循环中断、钻具上提或下放遇阻、提钻后钻具有泥包现象等情况应及时处理，不应凑合作业；
  - b) 提下钻遇阻应进行划眼，不准强拉、硬墩。钻进、扩孔、划眼阻力过大时，不准强行开车；
  - c) 当发现卡钻、埋钻、烧钻等事故征兆时，应立即窜动或转动钻具，严禁关泵断水；
  - d) 用三牙轮钻头钻进或扩孔时，应配备保径接头，应根据地层情况尽量满足钻头的钻进参数，合理控制回次钻进时间，防止钻头直径严重磨损或掉牙轮事故；
  - e) 提钻后应测量钻头直径，当钻头直径磨损大于 3 mm 时，应更换钻头；
  - f) 下入新钻头时，下钻遇阻应进行扫孔；
  - g) 中途停钻时，应将钻具提离孔底；
  - h) 提钻中或提钻后应向孔内灌注钻井液；
  - i) 停钻时应随时盖好孔口，谨防小工具或其他物件掉入孔内。

### 7.4.2 孔内事故处理的基本要求

- 7.4.2.1 井队应配备与孔内钻具配套的各类事故处理工具。
- 7.4.2.2 孔内事故发生后，应分析发生原因、经过及准确深度，根据提出钻具的损坏状况，正确判断孔内情况，采取相应处理措施。
- 7.4.2.3 孔壁不稳定，应先护壁，后处理孔内事故。
- 7.4.2.4 事故处理应及时，处理措施应积极、稳妥，并留有余地，防止措施不当造成事故复杂化。

7.4.2.5 强力起拔孔内事故钻具或井管前，应对井架、钻机提引系统进行检查、固紧，并应安装灵敏、准确的拉力表(指重表)，严防超过设备、工具等的起重负荷能力。操作人员应采取安全防护措施。

7.4.2.6 钻进中发生钻具折断或脱落事故，应用打捞工具立即提出钻具，不可继续钻进或卡取岩心。

7.4.2.7 孔内事故处理，应在机长(或平台经理)的指挥下进行。对入井的钻具及打捞工具和出孔的事故钻具应将规格、长度、数量详细、准确地记录在班报表上。

7.4.2.8 对一些复杂难以处理的孔内事故，应经过经济与社会效益的周密论证后可停止处理，同时报上级批准。

7.4.2.9 事故排除后，应由机长组织全体人员，查明事故原因，总结经验，吸取教训，制订预防措施，并填写与报送事故报表。

### 7.4.3 堵漏

#### 7.4.3.1 预防漏失一般要求

7.4.3.1.1 在易漏失地层中钻进时，宜采用低密度、低失水冲洗液钻进。

7.4.3.1.2 在易漏失地层中钻进时，应控制好泵压、泵量和提下钻速度；发现冲洗液消耗，应在冲洗液中加入随钻堵漏材料。

7.4.3.1.3 下钻时，不可在已知的漏层位置开泵。

7.4.3.1.4 不应在已知的漏层位置上下活动钻具。

#### 7.4.3.2 堵漏方法

7.4.3.2.1 孔隙或微裂缝漏失时应采取的措施：

- a) 惰性材料随钻堵漏。加入惰性堵漏材料，随钻循环，陆续在漏失位置，架桥封堵；
- b) 化学材料交联封堵。部分水解聚丙烯酰胺（PHP）或水解聚丙烯腈钠盐（HPAN）冲洗液中，加入氯化钙、石灰或水泥作交联剂，封堵漏层。

7.4.3.2.2 压差引发的漏失时应采取的措施：

- a) 降低泥浆密度。采用逐步稀释泥浆，降低泥浆密度，减小压差，通过与低孔隙压力的地层压力平衡而止漏；
- b) 充气泥浆止漏。通过向泥浆中加入泡沫剂并充气，形成可循环的微泡沫，降低泥浆密度（密度可调整到  $0.60 \text{ g/cm}^3 \sim 0.95 \text{ g/cm}^3$ ）的方法，达到止漏的目的；
- c) 单向压力暂堵。将 1%~3%的单向压力封堵剂随钻加入，进行封堵，压力消失或降低后，自行解堵。该方法常用于产层，能有效地保护目的层的产能。

7.4.3.2.3 裂缝和破碎带漏失时应采取的措施：

- a) 采用高失水剂封堵漏失层位；
- b) 水泥护壁堵漏。选用具有速凝，早期强度高，密度低的硫铝酸盐水泥，或用普通硅酸盐水泥加速凝剂，早强剂。实施堵漏前，应实测水泥浆液的性能指标，包括：水灰比、密度、初凝终凝时间、流动度、可泵期。然后用平衡法灌注水泥浆液。

7.4.3.2.4 涌漏交替或漏失带存在径流时应采取的措施：使用速凝浆液封堵。应先向漏失部位灌入部分速凝胶体，在漏层通道狭窄处凝固，然后再注入普通水泥浆液。应根据漏失层特征，选择速凝胶体的配方；根据漏失层深度，计算浆液输送时间，确定总量以及各种化学药剂的加量，并预先在地表做好相关试验。

7.4.3.2.5 大裂缝和溶洞漏失时应采取的措施：

- a) 充填与堵漏液复合封堵。先从孔口缓慢投入碎石、碎砖、粗砂、水泥球等惰性材料至孔底，之后灌入堵漏浆液；
- b) 弹性尼龙袋架桥封堵。将具有一定弹性的“橄榄形”的大尼龙袋，通过销钉或安全接头与钻杆连接，下钻到溶洞漏失部位后，从孔口注入一定量的水泥浆，待桥体硬化后，再扫孔。

## 7.5 钻井液

### 7.5.1 钻井液性能要求

7.5.1.1 目的层段宜使用油基钻井液。

7.5.1.2 如使用水基钻井液，API 滤失量应控制在 5 ml 之内，抗盐达 100000 mg/l，页岩回收率大于 60%，渗透率恢复值大于 80%。

7.5.1.3 钻井液其它性能视地层和钻井液类型而定，但应确保钻进安全和不伤害储层。

### 7.5.2 钻井液管理与维护

7.5.2.1 井场应配备钻井液固相控制设备：振动筛、旋流除砂器、旋流除泥器等。必要时配备混合加重装置、除气器、离心机及剪切泵。

7.5.2.2 井场应配备漏斗粘度计、密度计、失水仪（滤失量测定仪）、pH 试纸和含砂量仪等，每 4 h 至少测定一次钻井液的常规性能，并将测得的数据记入钻井液班报表。

7.5.2.3 由钻井液总量与泵量，计算出钻井液循环一周所需时间，将处理剂在一个或几个循环周内均匀加入。

7.5.2.4 不同钻井液体系的转换宜在套管内完成。

7.5.2.5 水泥固井后，应换浆，或充分清除其中的有害固相，根据将要使用钻井液体系加入或补充相应的各种处理剂，使钻井液性能达到设计要求。

7.5.2.6 易漏地层钻进应制定施工预案，储备防漏、堵漏材料、配浆材料及其它处理剂，宜储备足量泥浆。适当提高钻井液粘度，可提前加入防漏材料，提高钻井液的防漏能力。在保证孔壁稳定的前提下，宜降低钻井液密度，减小钻井液静液柱压力，并适当降低钻井液排量。

7.5.2.7 易塌地层钻进应选择适应地层特性的钻井液类型及处理剂。进入易塌地层前调整钻井液性能。严格控制钻井液密度与滤失量。

7.5.2.8 石膏层钻进宜通过加入纯碱、除钙降粘剂等清除钙离子，用抗钙能力强的降粘剂控制粘切，补充降滤失剂、防塌剂等材料，以维护钻井液的性能稳定。

7.5.2.9 钻进过程中钻井液因受污染而导致性能降低时，应及时调整钻井液性能。

7.5.2.10 使用化学处理剂应注意防毒、防腐蚀。现场和实验室应配备必要的劳动防护用品。

7.5.2.11 禁止废浆污染环境，废浆应运至排污点，或经允许后经排污沟、排污管线排放，或在现场进行无害化处理。

7.5.2.12 深孔、大口径钻孔应配备泥浆净化除砂设备。采用振动筛、旋流除砂器等净化设备进行净化时，应注意如下事项：

- a) 净化设备安装固定应平稳；
- b) 开机前应空车运转，观察是否与方向标同向。砂浆泵在沉淀液池内应保持与液面垂直；
- c) 旋流除砂器运转正常后应调节其排砂嘴的口径，至正常为止；
- d) 净化设备在运转一定时间后，应检查各运动部件，发现部件损坏或严重磨损应及时更换。

7.5.2.13 应防止雨水和地面水浸入冲洗液，不可随意加入清水。

7.5.2.14 造浆用的膨润土，化学处理剂及其他材料应采取防雨、防潮措施。

## 7.6 钻进作业原始记录

- 7.6.1 页岩气井钻进作业施工原始记录表内容及格式见附录 D。
- 7.6.2 原始记录应采用钢笔或碳素笔填写，字迹应工整、清晰。
- 7.6.3 各项原始记录应做到真实、齐全、准确、整洁。
- 7.6.4 记录员应在现场认真、及时地填写好各项数据，不允许下班后追记、补记。
- 7.6.5 班长、机长（或综合记录员）应及时校对各项原始记录，发现错误立即修正。
- 7.6.6 页岩气井完工后，应将技术资料汇集成册并归档。

## 8 固井作业施工

### 8.1 作业准备

#### 8.1.1 套管准备

- 8.1.1.1 送入井套管应符合套管柱设计要求，长度附加量不少于 3%，并附有套管质量检验合格证。
- 8.1.1.2 套管运输过程和现场检验，按 SY/T 5396 的规定执行。
- 8.1.1.3 井场套管应整齐平放在管架上，码放高度不超过三层。
- 8.1.1.4 入井套管应使用标准通径规逐根通径，清洗螺纹，丈量长度，地质、工程人员应分别校核，确定入井套管的直径、钢级、壁厚、螺纹类型及长度无误。
- 8.1.1.5 严格按套管柱设计排列下井顺序并编号，编写下井套管记录，备用套管和不合格套管做出明显标记，与下井套管分开排放。
- 8.1.1.6 进行套管柱强度校核时，计算方法按 SY/T 5724 规定执行。

#### 8.1.2 套管附件准备

- 8.1.2.1 入井套管附件应符合设计要求，并有质量检查清单。与套管柱相连接的螺纹应进行合扣检查。
- 8.1.2.2 入井套管附件应记录其主要尺寸和钢级，并将其长度和入井次序编入套管记录。
- 8.1.2.3 套管附件强度不应小于套管强度要求。

#### 8.1.3 下套管工具准备

- 8.1.3.1 下套管工具应配备齐全，易损部件应有备用件。
- 8.1.3.2 入井工具应有质量检验合格证。
- 8.1.3.3 钻井工程人员对所有工具进行规格、尺寸、承载能力、工作表面磨损程度、液压套管钳扭矩表的准确性及套管钳使用灵活、安全可靠性的质量检查。

#### 8.1.4 设备和器材的准备

- 8.1.4.1 应根据采用 SY/T 5724 规定的套管重量计算方法得出的最大套管重量，校核下套管过程的钻机载荷。
- 8.1.4.2 应对地面设备进行检查，对不合格项及时进行整改，重点检查下列部位：
  - a) 井架及底座；
  - b) 提升系统：绞车、天车、游动滑车、大钩吊环、钢丝绳及固定绳卡等；
  - c) 动力系统：柴油机、钻井泵、空气压缩机、发电机及传动系统等；
  - d) 仪表：指重表、泵冲数表、泵压表及扭矩表等；
  - e) 更换防喷器闸板，使之与下井套管尺寸相符，并按规定试压合格。

#### 8.1.5 下套管技术措施

下套管技术措施主要应包括但不限于以下内容:

- a) 下套管次序;
- b) 套管附件与套管的连接要求及注意事项;
- c) 套管上下钻台的保护措施;
- d) 套管连接对应的扭矩推荐值;
- e) 套管下放的速度和灌钻井液要求;
- f) 下套管过程中的应急预案。

## 8.2 下套管作业

### 8.2.1 套管柱的连接

- 8.2.1.1 对扣前, 螺纹应清洗干净, 并保持清洁。
- 8.2.1.2 上钻台套管应戴好护丝, 防止损坏套管螺纹。
- 8.2.1.3 在碰压座以上一根套管及以下全部套管和附件的螺纹表面, 应清洗干净并擦干, 涂抹套管螺纹锁紧密封脂, 其余套管在螺纹表面均匀涂抹套管螺纹密封脂。
- 8.2.1.4 对扣时套管应扶正, 开始旋合转动应慢, 如发现错扣应卸开检查处理。
- 8.2.1.5 采用套管钳上扣, 标准圆螺纹套管及偏梯型螺纹套管的实际旋合扭矩应达到 SY/T 5412 附录中的上紧扭矩推荐值。使用锁紧密封脂时, 旋合扭矩值可适当增加, 但不宜超过规定最大值的 25%。
- 8.2.1.6 特殊螺纹套管连接办法以套管制造商推荐作法为依据。
- 8.2.1.7 下套管过程应记录套管实际旋合扭矩值或余扣值。
- 8.2.1.8 直径大于或等于 244.5 mm 的套管, 下套管时宜采用套管卡盘。

### 8.2.2 套管附件与套管柱的连接

- 8.2.2.1 套管附件与套管柱的螺纹连接, 其旋合应按套管柱间的连接要求执行。
- 8.2.2.2 套管扶正器的安装按 GB/T 19831.2 规定执行。
- 8.2.2.3 特殊专用附件应依照产品说明书, 按下套管措施的要求进行安装、连接和操作。
- 8.2.2.4 套管串连接的所有部位不允许电焊。

### 8.2.3 套管柱下放

- 8.2.3.1 套管柱上提下放应平稳。上提高度以刚好打开吊卡为宜, 下放吊卡(卡瓦)时应减少冲击载荷。
- 8.2.3.2 控制套管柱下放速度, 应主要以环空返速、地层承压等参数来确定。
- 8.2.3.3 装有普通型浮箍(浮鞋), 应按下套管技术措施和固井设计要求及时向套管内灌满钻井液。
- 8.2.3.4 装有自灌型浮箍(浮鞋), 一旦发现自灌装置失效, 应按普通型浮箍(浮鞋)要求执行。
- 8.2.3.5 对于下漂浮接箍的井, 中途若无异常情况不应循环钻井液。
- 8.2.3.6 下套管过程中, 应缩短静止时间, 如套管静止时间超过 5 min, 应活动套管, 套管活动距离应不小于套管柱伸缩量的两倍。
- 8.2.3.7 下套管时应专人观察和记录孔口钻井液返出情况, 记录灌钻井液后悬重变化情况, 如发现异常情况, 应采取相应措施。
- 8.2.3.8 套管下完的深度达到设计要求, 应复查套管下井与未下井根数是否与送井套管总数相符。
- 8.2.3.9 下完套管灌满钻井液后方可开泵, 观察泵压变化, 排量由小到大, 确认泵压无异常变化和孔底无漏失后, 将排量逐渐提高到固井设计要求。

## 8.3 注水泥作业

### 8.3.1 作业准备

#### 8.3.1.1 注水泥设备及孔口工具

##### 8.3.1.1.1 注水泥设备

注水泥设备应符合下列要求：

- a) 水泥车(撬)应装备再混合系统,推荐使用装备有水泥浆密度自动控制系统的水泥车(撬);
- b) 注水泥前应全面检查、保养水泥车(撬),泵排量和压力应达到额定值;
- c) 应按设计要求配备水泥车(撬)。浅井、中深井可以使用最高工作泵压不小于 40 MPa 的水泥车(撬);深井、超深井和特殊作业井宜使用工作泵压 70 MPa~100 MPa 的水泥车(撬)。

##### 8.3.1.1.2 散装水泥罐(车)

散装水泥罐(车)应符合下列要求：

- a) 应按设计水泥量配置散装水泥罐(车);
- b) 使用散装水泥罐(车)前应全面检查供灰系统、出灰系统、供气系统并将罐内残余水泥清除干净;
- c) 使用立式罐固井时应将立式罐和运灰罐车的罐内残余水泥清除干净;
- d) 供灰口至水泥车(撬)距离超过 12 m 时应加恒压罐过渡;
- e) 多罐、多车供灰时应使用供灰集成器装置以保证连续、稳定供灰;
- f) 应认真检查散装水泥罐(车)气路,做到管线不堵、不漏,连接可靠;
- g) 应认真检查压风机,确保工作正常。

##### 8.3.1.1.3 孔口工具

孔口工具应符合下列要求：

- a) 水泥头的额定工作压力应达到以下要求:公称直径 508 mm 和 339.7 mm 的水泥头试压 21 MPa;公称直径 244.5 mm 和 177.8 mm 的水泥头试压 35 MPa;公称直径小于 177.8 mm 的水泥头试压 49 MPa;
- b) 水泥头应每井次保养一次并定期试压、探伤;
- c) 水泥头在送井前应进行全面检查、保养。其螺纹应与所联接套管、钻具的螺纹一致,所有阀门应做到开关灵活。水泥头内的胶塞应装配合格,胶塞挡销应能够灵活打开;
- d) 下套管吊卡、卡瓦(卡盘)在送井前应进行全面检查、保养。其承载能力满足下套管负荷需要,规格尺寸与所下套管一致;
- e) 套管钳规格尺寸应与所下套管匹配并认真检查钳牙质量。

#### 8.3.1.2 仪器仪表

8.3.1.2.1 水泥车(撬)的车台仪表至少应能够显示排量和压力参数,条件具备时还应同时显示密度参数;

8.3.1.2.2 技术套管、生产套管固井时应配备固井施工参数实时采集系统,显示并记录排量、压力和密度参数;

8.3.1.2.3 应定期校验固井施工参数采集系统,流量计的一次仪表应每井次保养一次并定期校验。

### 8.3.2 注水泥施工

#### 8.3.2.1 注水泥施工作业程序

注水泥施工作业程序如下：

- a) 接水泥头，并装入顶替胶塞；
- b) 对注水泥管线进行冲洗、试压；
- c) 注前置液(含冲洗液和隔离液)；
- d) 压下胶塞(下塞)；
- e) 注水泥浆；
- f) 压顶替塞(上塞)；
- g) 替压塞液；
- h) 按设计替顶替液；
- i) 小排量碰压；
- j) 放回水，检查浮鞋、浮箍密封情况；
- k) 候凝。

### 8.3.2.2 注水泥施工作业要求

- 8.3.2.2.1 表层套管固井时，水泥浆应返至地面，套管内水泥塞高度不少于 10 m，候凝不小于 24 h；
- 8.3.2.2.2 技术套管固井时，水泥浆返高应不低于 400 m，套管重叠段宜用水泥封固严密，水泥浆密度不低于  $1.85 \text{ g/cm}^3$ ，套管内水泥塞高度不少于 10 m，候凝不小于 24 h；
- 8.3.2.2.3 宜采用油井专用水泥；
- 8.3.2.2.4 固井深度超过 1200 m 时，应采用专用水泥固井车和水泥浆储罐车，保证注水泥作业的连续性；
- 8.3.2.2.5 注水泥应按设计连续施工。水泥浆密度应保持均匀，平均密度与设计密度误差不超过  $0.025 \text{ g/cm}^3$ ；
- 8.3.2.2.6 替顶替液时，应准确计量顶替量，并安排专人观察孔口返出情况；
- 8.3.2.2.7 替顶替液后期，应降低顶替排量，密切注意泵入量、泵压变化及孔口返浆情况；
- 8.3.2.2.8 替浆结束后，如需对环空水泥浆进行加压，应根据水泥浆密度、气层压力、破漏压力和环空液柱压力计算加压值，加压时间按设计执行；
- 8.3.2.2.9 应采用仪表计量和人工计量方式同时计量注替参数和数量并相互核对；
- 8.3.2.2.10 应采用注水泥压力、排量、密度实时采集系统连续监控施工过程，为注水泥过程质量评价创造条件；
- 8.3.2.2.11 注水泥施工作业过程中，高压管汇区域应有明显安全警示，高压区附近不允许有人员逗留；
- 8.3.2.2.12 候凝应符合下列要求：
  - a) 表层及技术套管的候凝时间应保证水泥石抗压强度不低于 3.5 MPa；
  - b) 生产套管的候凝时间不小于 24 h；
  - c) 一般采用孔口敞压方式候凝。当浮箍(浮鞋)失效时，应采用憋压方式候凝：控制套管内压力高于管外静压力 2.0 MPa~3.0 MPa，并有专人观察孔口压力，按要求及时放压。
- 8.3.2.2.13 注水泥完毕后，应及时清洗有关工具以及设备和井场，孔口返出的泥浆应妥善处理，防止污染施工周围的环境。
- 8.3.2.2.14 注水泥完毕后，应在凝固 24 h~36 h 后，再进行下一步施工作业。

### 8.4 套管柱试压和孔口装定

## 8.4.1 套管柱试压

### 8.4.1.1 试压时间

表层套管宜在固井结束24 h后试压；技术套管和生产套管试压压力不大于25 MPa时，试压宜在水泥胶结测井后进行，也可以根据具体情况在碰压后实施。试压压力高于25 MPa时，应根据水泥石强度发展情况确定试压时间。

### 8.4.1.2 试压指标

试压压力值等于套管柱抗内压强度的80%和孔口额定压力之中最小值，稳压30 min压力降低应不超过0.5 MPa。在碰压后进行试压时，稳压5 min压力降低应不超过0.5 MPa。

套管头试压指标与套管柱试压指标相同。

## 8.4.2 孔口装定

8.4.2.1 技术套管和生产套管的孔口装定应采用套管头并安装高压泄压管线、阀门及压力表。

8.4.2.2 在孔口装定时管柱所受拉力按 SY/T 5731 规范计算。

## 8.5 固井施工报告

固井作业后一周内应提交固井施工报告。固井施工报告的内容应包括：套管记录表，钻井液、前置液、水泥浆性能表，注水泥记录表，固井施工报告单。其格式参见附录E。

## 9 完井与封孔

### 9.1 完井原则

9.1.1 保护页岩气储层，避免储层伤害。

9.1.2 保护地下环境，避免油、气、水层之间相互联通。

### 9.2 完井方式

#### 9.2.1 套管完井

钻穿油、气、水层，下入油层套管固井，封堵油、气、水层。

#### 9.2.2 裸眼完井方式

根据地层与实际施工情况，采用先期裸眼完井或后期裸眼完井方式。

### 9.3 封孔

从孔底回灌水泥，水泥上返至地表。

## 10 健康、安全与环境管理（HSE）要求

### 10.1 培训及管理体系

10.1.1 页岩气施工队伍应经过 HSE 培训，关键岗位要持证上岗。钻井队要设立 HSE 管理小组和健康、安全员。

10.1.2 执行国家和当地政府有关健康、安全与环境保护法律、法规的相关文件。

10.1.3 页岩气钻井健康、安全与环境管理体系，组织机构，管理程序和警示标志，参照 SY/T 6276 的规定执行。

## 10.2 健康管理

10.2.1 劳动保护用品按 GB/T 11651 有关规定发放，并根据钻井队所在区域的特殊情况发放特殊劳保用品。

10.2.2 进入钻井作业区的人员应严格执行人身安全保护规定。

10.2.3 钻井队医疗器械和药品配置要根据钻井队所在区域特点进行配置。

10.2.4 制定饮食管理制度。

10.2.5 搞好营地卫生。

10.2.6 对员工的身体健康进行定期检查。

10.2.7 对有毒物品及化学处理剂的管理要严格执行有关管理制度。

10.2.8 搞好生活垃圾处理，注意饮用水安全卫生，防止传染病。

## 10.3 安全管理

10.3.1 要设立安全标识牌（位置、标识等）。

10.3.2 对设备定期进行安全检查与维护：

a) 按钻井设备技术说明书要求，定期对设备进行维护与保养；

b) 开钻验收项目及要求的按本规程 6.5 节要求执行；

c) 猫头及钢丝绳的安全要求按 SY/T6228 标准执行。

10.3.3 井场电器安装技术要求按 SY/T 6202 标准执行。

10.3.4 易燃易爆物品的管理要求执行相关规定。

10.3.5 井场消防器材和防火安全要求：

a) 井场消防器材按本规程 6.2.2 的要求配备；

b) 各种灭火器的使用方法、失效日期、应放位置要明确标识清楚。

10.3.6 井场动火安全要求，按 SY/T 6228 标准执行。

10.3.7 井控要求及措施按 SY/T 6426 标准执行。

10.3.8 营地安全要求：

a) 设置烟火报警器；

b) 按规定配套一定数量的灭火器；

c) 用电设备的安全装置按要求配备；

d) 防火安全管理制度齐全。

## 10.4 环境管理

### 10.4.1 钻井作业期环境管理

10.4.1.1.1 本着“谁污染、谁治理”的原则，按照国家颁布的各项法规和当地环保部门的标准要求执行。

10.4.1.1.2 废水、废钻井液、污水应经处理达标后排放；排放应符合 GB/T 8978 的要求。

10.4.1.1.3 钻屑、废料要分别集中堆放和处理。

10.4.1.1.4 钻井液处理剂要集中堆放，并有“上盖下垫”的防护措施。

10.4.1.1.5 要制定落实保护地下水源的技术措施。

10.4.1.1.6 噪声控制应符合国家、地方相关法律法规要求。

#### 10.4.2 钻井作业完成后的环境管理

完井后井场要做到：“工完、料净、井场清”，做好地貌恢复工作。

#### 10.4.3 营地环境保护

营地应保证清洁、平整、无杂物。

### 11 钻完井交接验收

#### 11.1 组织形式和程序

交接验收的组织形式和程序如下：

- a) 以设计和合同作为交接验收的依据；
- b) 钻井完井后，由作业承包方（简称乙方，下同）向项目发包方或其委托代理方（简称甲方，下同）进行交接；
- c) 由甲方主管部门负责牵头组织。
- d) 于完井后 15 d~30 d 内，由乙方向甲方发出完井待交井书面申请。甲方收到书面申请后，与乙方协商确定出具体时间和详细日程安排（或按合同规定的要求执行）；
- e) 由甲乙双方的有关人员参加，进行现场交接；
- f) 当乙方未向甲方交井之前，甲方不应在该井场内进行任何作业；

在交接验收规定期间，某一方确因特殊原因不能履行或因不可抗力因素不能履行交接井规定的内容或承包合同规定的内容而发生纠纷时，由双方协商解决；不能协商一致时，由双方上一级部门协调或由合同管理部门以及双方认可的仲裁机构进行协调或仲裁。

#### 11.2 交接验收内容

交接验收应包括：

- a) 钻井质量；
- b) 固井质量；
- c) 取心质量；
- d) 完井孔口装置；
- e) 地面环境恢复状况；
- f) 钻井工程资料质量。

#### 11.3 交接验收资料

##### 11.3.1 钻井资料

交接验收的钻井资料应包括：

- a) 钻井生产日报；
- b) 钻井液日报表；
- c) 取心钻进班报表；
- d) 钻井生产时效周报表；
- e) 钻井生产时效月报表；
- f) 复杂情况记录表；

- g) 孔内事故记录表;
- h) 地面重大事故记录表;
- i) 钻井工程井史;
- j) 钻井日志;
- k) 井眼轨迹资料, 包括曲线图与测斜数据表;
- l) 合同规定的其它资料。

### 11.3.2 固井资料

交接验收的固井资料应包括:

- a) 固井施工报告单;
- b) 套管记录表;
- c) 水泥浆性能表;
- d) 注水泥记录表;
- e) 套管试压记录表;
- f) 合同规定的其它资料。

### 11.3.3 完井资料

交接验收的完井井资料应包括:

- a) 完井井身结构;
- b) 完井孔口装置;
- c) 合同规定的其它资料。

### 11.3.4 录井资料

由录井单位按设计与合同执行。

### 11.3.5 测井资料

由测井单位按设计与合同执行。

### 11.3.6 交接井书

11.3.6.1 完井交接书纸张规格采用 A4 幅面纸。

11.3.6.2 完井交接书一式六份, 双方签字后各执三份, 内容与格式见附录 F。

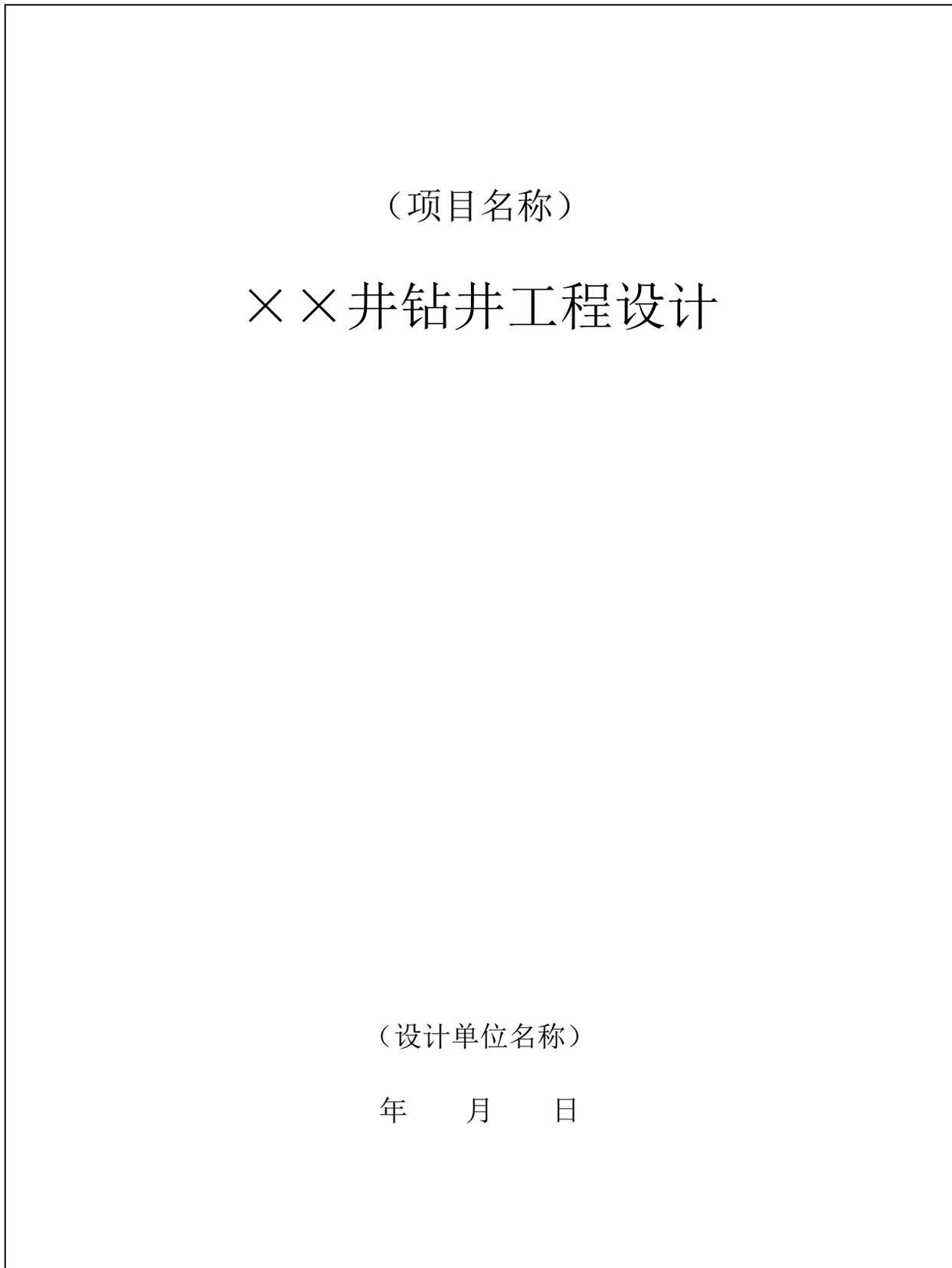
11.3.6.3 钻井工程综合评价表和验收意见表格式各一份, 经甲方签字后, 交由乙方留存, 内容与格式见附录 G。

附录 A  
(规范性附录)  
页岩气钻井工程设计格式

页岩气钻井工程设计各部分的格式要求见图A.1~A.5。

设计编号:
(项目名称)
钻井工程设计
井号:
井别:
(业主单位名称)

图A.1 页岩气钻井工程设计封面页



图A.2 页岩气钻井工程设计内封页

设计单位：

<p>设计人：</p> <p style="text-align: right;">年 月 日</p>
<p>初审意见：</p> <p style="text-align: center;">初审人（签字）：</p> <p style="text-align: right;">年 月 日</p>
<p>审核意见：</p> <p style="text-align: center;">审核人（签字）：</p> <p style="text-align: right;">年 月 日</p>

图A.3 页岩气钻井工程设计单位审核页

业主单位：

审核意见：

审批人（签字）：

年 月 日

批准意见：

批准人（签字）：

年 月 日

图A.4 页岩气钻井工程设计业主单位审批页

## 目录

1 地质概况 .....	XX
2 钻井工程设计依据 .....	XX
3 质量要求 .....	XX
4 钻孔结构设计 .....	XX
5 钻井设备 .....	XX
6 钻具组合与强度校核 .....	XX
7 钻头选型与钻井参数 .....	XX
8 取心设计 .....	XX
9 钻井液 .....	XX
10 储层保护要求 .....	XX
11 压力控制 .....	XX
12 固井设计 .....	XX
13 钻井施工重点技术要求 .....	XX
14 中途测试要求 .....	XX
15 完井孔口装置要求 .....	XX
16 弃井要求 .....	XX
17 职业健康、安全、环保要求 .....	XX
18 钻井资料要求 .....	XX
19 钻井进度计划 .....	XX
20 投资预算 .....	XX

图A.5 页岩气钻井工程设计目录页

**附 录 B**  
 (规范性附录)  
 页岩气钻井工程设计内容提纲

**B.1 地质概况**

**B.1.1 地理及环境资料**

B.1.1.1 井号：

B.1.1.2 井别：

B.1.1.3 孔口坐标：纵 (X)：      m      横 (Y)：      m

B.1.1.4 地面海拔：

B.1.1.5 地理位置：

B.1.1.6 气象资料：

B.1.1.7 地形地貌及交通情况：

**B.1.2 地质要求**

B.1.2.1 钻井目的：

B.1.2.2 设计井深 (垂深)：

B.1.2.3 目的层层位：

B.1.2.4 完钻层位及完钻要求：

B.1.2.5 完钻原则：

B.1.2.6 完井方式：

B.1.2.7 地质分层：

地质分层见表B.1。

**表B.1 地质分层表**

地质年代	地质分层	底界深度 m	分层厚度 m	地层		岩性描述	油气水 层预测	施工 难点 提示
				倾角 (°)	倾向 (°)			

### B.1.2.8 地层压力梯度预测

包括地层孔隙压力梯度、破裂压力梯度和坍塌压力梯度预测图。

### B.1.2.9 邻井资料

邻井测压情况见表B.2。

表B.2 邻井测压情况表

井号	层位	孔段 m	井距 m	方位 (°)	测压情况		备注
					日期	压力梯度 MPa/100m	

## B.2 钻井工程设计依据

### B.3 质量要求

#### B.3.1 钻孔质量要求

钻孔质量要求见表B.3。

表B.3 钻孔质量要求

孔深 m	孔斜角 (°)	全角变化率 (°)/30m	孔底水平位移 m	孔径扩大率 %

#### B.3.2 取心质量要求

#### B.3.3 固井质量要求

## B.4 钻孔结构设计

### B.4.1 设计依据

#### B.4.1.1 设计系数

设计系数见表B.4。

表B.4 设计系数表

名称	抽吸压力 当量密度 g/cm <sup>3</sup>	激动压力 当量密度 g/cm <sup>3</sup>	溢流 允许值 g/cm <sup>3</sup>	地层破裂压力 安全当量密度 允许值 g/cm <sup>3</sup>	钻井液密 度附加值 g/cm <sup>3</sup>	异常压力地 层压差卡钻 临近值 MPa	正常压力地层压 差卡钻临近值 MPa
数值							

B.4.1.2 必封点说明

B.4.1.3 钻孔结构设计数据

钻孔结构设计数据见表B.5。

表B.5 钻孔结构设计数据表

开钻 次序	孔段 m	钻头直径 mm	套管直径 mm	套管下深 m	水泥返高 m	备注
一开						
二开						
三开						
四开						

B.4.1.4 钻孔结构示意图

B.4.1.5 钻孔结构设计说明

B.5 钻井设备

B.5.1 钻机选型依据

B.5.2 钻井主要设备和技术性能

钻井主要设备和技术性能见表B.6。

表B.6 钻井主要设备和技术性能

序号	名称	型号	规格	数量	备注
1	钻机				
2	井架				底座高度 (m)
3	提升系统	绞车			
		天车			
		游动滑车			
		大钩			
		水龙头			

4	顶部驱动装置					
5	转盘					
6	循环系统配置	钻井泵 1#				
		钻井泵 2#				
		钻井液罐				含储备罐

表B.6 钻井主要设备和技术性能（续）

序号	名称		型号	规格	数量	备注
7	机械钻机动力系统	柴油机 1#				
		柴油机 2#				
		柴油机 3#				
		.....				
	电动钻机动力系统	发电机				
		柴油机				
		直流电机				
		SCR 房				
		电机控制中心				
		主变压器				
8	发电机组	发电机 1#				
		发电机 2#				
		发电机 3#				
		MCC 房				
9	钻机控制系统	自动压风机				
		电动压风机				
		气源净化装置				
		刹车系统				
		辅助刹车				
10	固控系统	震动筛 1#				
		震动筛 2#				
		除砂器				
		除泥器				
		离心机				
		除气器				

## B.6 钻具组合与强度校核

### B.6.1 各开次钻具组合

各开次钻具组合见表B. 7。

表B. 7 各开次钻具组合表

开钻次序	孔段 m	钻孔尺寸 mm	钻具组合

B. 6. 2 钻具强度校核

钻具强度校核见表B. 8。

表B. 8 钻具强度校核表

钻孔 尺寸 mm	孔段 m	钻井 液密 度 g/cm <sup>3</sup>	钻具参数						累计 重量 kN	安全系数		
			钻具 名称	钢级	外径 mm	内径 mm	长度 mm	重量 kN		抗拉	抗扭	抗拉余量 kN

B. 6. 3 钻具组合分段说明

B. 6. 4 钻具及工具

钻具及工具见表B. 9。

表B. 9 钻具及工具表

名称	规格	数量	型号	备注

B. 6. 5 测量仪器

测量仪器见表B. 10。

表B. 10 测量仪器表

名称	规格	数量	型号	备注

B. 7 钻头选型与钻井参数

### B.7.1 钻头选型及钻井参数设计

钻头及钻井参数见表B.11。

表B.11 钻头及钻井参数表

开钻次序	地层 分层	孔段 m	钻头			进尺 m	纯钻 时间 h	机械钻 速预测 m/h	排量 L/s	钻压 kN	转速 r/min
			钻头 型号	数量	直径 mm						

### B.7.2 钻井水力参数设计

钻井水力参数见表B.12。

表B.12 钻井水力参数设计表

孔段 m	钻头		钻井液主要性能			水力参数						
	钻头 尺寸 mm	喷嘴 面积 mm <sup>2</sup>	密度 g/cm <sup>3</sup>	塑性粘 度 mPa.s	排量 L/s	泵压 MPa	环空 压耗 MPa	钻头 压降 MPa	返 速 M/s	比水功 率 W/mm <sup>2</sup>	冲 击力 kN	功率利 用率

## B.8 取心设计

### B.8.1 取心孔段及工具

取心孔段及工具见表B.13。

表B.13 取心孔段及工具表

层位	取心孔段 m	取心进尺 m	岩心直径 mm	取心工具型号	取心钻头		
					规格	型号	数量

### B.8.2 取心钻具组合及钻进参数设计

取心钻具组合及钻进参数见表B.14。

表B. 14 取心钻具组合及钻进参数表

序号	孔段m	钻具组合	钻进参数		
			钻压 kN	转速 r/min	排量 L/s

B. 8. 3 取心技术措施

B. 9 钻井液

B. 9. 1 钻井液设计依据

B. 9. 2 钻井液体系

分段钻井液体系见表B. 15。

表B. 15 分段钻井液体系表

开钻次序	钻孔尺寸 mm	孔段 m	钻井液体系

B. 9. 3 钻井液配方

B. 9. 4 分段钻井液性能

分段钻井液性能表见表B. 16。

表B. 16 分段钻井液性能表

开钻次序	孔段 m	常规性能									流变参数				膨润土含量 g/L		
		密度 g/c m <sup>3</sup>	漏斗粘度 s	API 滤失量 mL	泥饼厚度 mm	pH 值	含砂量 %	HT HP 滤失量 mL	摩擦系数	静切力 Pa		塑性 粘度 mP a.s	动切力 Pa	N 值		K 值	固相含量 %
										初切	终切						

## B.9.5 钻井液维护处理措施

## B.9.6 钻井液数量及材料用量

钻井液用量见表B.17，钻井液储备量见表B.18，钻井液材料用量见表B.19。

表B.17 钻井液用量表

开钻次序	钻头直径 mm	孔段 m	井筒容积 m <sup>3</sup>	循环系统容积 m <sup>3</sup>	钻井液消耗量 m <sup>3</sup>	总需求量 m <sup>3</sup>

表B.18 钻井液储备表

开钻次序	钻井液		重钻井液	
	密度 g/cm <sup>3</sup>	数量 m <sup>3</sup>	密度 g/cm <sup>3</sup>	数量 m <sup>3</sup>

表B.19 钻井液材料用量表

材料名称	单位	用量			
		一开	二开	三开	合计

## B.9.7 固控设备及使用要求

固控设备及使用要求见表B.20。

表B.20 钻井液及加重材料的储备

孔段 m	固控指标			振动筛		除砂器除泥器		离心机	
	密度 g/cm <sup>3</sup>	含沙 量%	固含 %	目数	运转 率%	处理量 m <sup>3</sup> /h	运转 率%	处理量 m <sup>3</sup> /h	运转 率%

## B.9.8 钻井液加重装置要求

B. 10 储层保护要求

B. 11 压力控制

B. 11.1 井控装置选择依据

各开次预测最大地层压力见表B. 21。

表B. 21 各开次预测最大地层压力表

开钻次序	钻头直径 mm	设计井深 m	地层压力梯度 MPa/100m	最大地层压力 MPa

B. 11.2 井控装置

井控装置见表B. 22。

表B. 22 井控装置表

开钻次序	名称	规格型号	数量	备注

B. 11.3 井控装置示意图

B. 11.4 井控装置与套管头试压要求

B. 11.4.1 井控装置与套管头试压要求见表B. 23。

表B. 23 井控装置与套管头试压表

开钻次序	名称	型号	试压要求			
			介质	试压值 MPa	稳压时间 min	允许压降 MPa

B. 11.4.2 压井管汇和节流管汇试压要求：

B. 11.5 钻具内防喷工具要求

B. 11.6 地层孔隙压力监测要求

## B. 11.7 地层漏失试验要求

## B. 11.8 井控技术措施

## B. 12 固井设计

## B. 12.1 套管柱设计

套管数据见表B. 24、套管强度校核见表B. 25。

表B. 24 套管数据表

套管程序	孔段m	套管规范					理论强度值		
		直径 mm	钢级	壁厚 mm	扣型	推荐上扣 扭矩 Nm	抗外挤 MPa	抗内压 MPa	抗拉 kN

表B. 25 套管强度校核表

套管程序	孔段 m	段长 m	套管重量			抗外挤		抗内压		抗拉		钻井液 密度 g/cm <sup>3</sup>
			单重 N/ m	段重 kN	累重 kN	最大载荷 MPa	安全系数	最大载荷 MPa	安全系数	最大载荷 MPa	安全系数	

## B. 12.2 各层次套管串结构

各层次套管串结构数据见表B. 26。

表B. 26 各层次套管串结构数据表

套管程序	套管串结构（自下而上）	备注

## B. 12.3 扶正器安放位置

扶正器设计表见表B. 27。

表B. 27 扶正器设计表

套管程序	套管尺寸 mm	井眼尺寸 mm	孔段 m	扶正器类型	扶正器间距 m	扶正器数量 个


**B. 12.4 各层次套管固井主要附件**

固井主要附件表见表B. 28。

**表B. 28 固井主要附件表**

套管程序	附件名称	单位	数量	备注

**B. 12.5 套管试压要求**

套管试压要求见表B. 29。

**表B. 29 套管试压表**

开钻次序	套管直径 mm	介质	试压值 MPa	稳压时间 min	允许压降 MPa

**B. 12.6 水泥浆性能要求**

水泥浆性能见表B. 30。

**表B. 30 水泥浆性能表**

性能		一开	二开
密度 (g/cm <sup>3</sup> )			
稠化时间 (min)			
API 滤失量 (mL)			
自由水 (mL/250mL)			
流 变 性 能	塑性粘度 (Pa. s)		
	动切力 (Pa)		
	n 值		
	K 值		
抗压强度 (MPa/24h)			

试验条件按API标准执行
--------------

### B. 12.7 水泥浆配方

水泥浆配方见表B. 31。

表B. 31 水泥浆配方表

套管程序	配方

### B. 12.8 注水泥设计

注水泥设计见表B. 32。

表B. 32 注水泥设计表

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	理论环空容积 m <sup>3</sup>	水泥浆返高 m	水泥塞面深度 m	水泥塞底深度 m	水泥浆密度 g/cm <sup>3</sup>	水泥等级	注水泥浆量 t	固井方式

### B. 12.9 各层次固井外加剂用量

固井外加剂用量见表B. 33。

表B. 33 固井外加剂用量表

材料名称	单位	用量					合计	备注
		导管	一开	二开	三开			

### B. 12.10 前置液用量

前置液用量见表B. 34。

表B. 34 前置液用量表

套管程序	前置液类型	前置液密度	设计长度	所需用量	基液类型

		g/cm <sup>3</sup>	m	m <sup>3</sup>	

B. 12. 11 顶替量计算

顶替量见表B. 35。

表B. 35 顶替量计算表

套管程序	管柱类型	外径 mm	壁厚 mm	分段长度 m	设计顶替量 m <sup>3</sup>
设计顶替量含2m <sup>3</sup> 压塞液					

B. 12. 12 固井完井技术要求

B. 13 钻井施工重点技术要求

B. 13. 1 钻前及安装工程要求

B. 13. 2 各开次重点技术措施及要求

B. 13. 3 故障及复杂情况预防及处理措施

B. 13. 4 特殊工艺技术要求及其它

B. 14 中途测试要求

B. 15 完井孔口装置要求

B. 16 弃井要求

B. 17 职业健康、安全、环保要求

B. 18 钻井资料要求

B. 19 钻井进度计划

B. 19. 1 钻井进度计划表

钻井进度计划表见表B. 36。



表B. 38 钻井工程投资预算

序号	项目	预算金额, 元	备注
	合计		

附 录 C  
(规范性附录)  
设备安装验收要求

设备安装验收要求见表C.1。

表C.1 设备安装验收项目和要求

分类	项目	要求
井架 与底 座	1 底座	无裂缝，无开焊，无变形，底座与基础接触无悬空。
	2 井架各部拉筋、附件、连接销	规格齐全，紧固，穿齐保险销。
	3 各部梯子、扶手、栏杆	齐全，紧固，完好。
	4 各种平台板面	齐全，平整，牢固，间隙不超过 59 mm。
	5 大门坡道	固定牢靠。
	6 天车护罩	无明显变形，固定牢靠。
	7 井架四角水平高差	≤5 mm。
	8 天车、孔口、转盘的同轴度允差	≤20 mm。
	9 支梁	角度正确，保险绳可靠。
	10 井架底座各连接销	尺寸符合要求，穿齐保险销。
	11 底座各部件	应完好，不应有扭曲变形。
	12 自升式井架	a) 连接销、保险销应齐全可靠； b) 无开裂和严重锈蚀； c) 各导向滑轮应灵活。
	13 逃生装置	a) 钻台上应有逃生滑道； b) 二层台应有安全逃生装置。
绳索 部分	14 上下绷绳规格	直径 18 mm~22 mm 钢丝绳。
	15 绷绳安装	a) 与之匹配的钢丝绳； b) 绷绳与地面夹角为 40°~50°，每根绳的固定力不小于 98 kN； c) 绳坑在井架对角线的延长线上，3000 m 以上钻机上下坑分开，绳坑的大小和深度应依各地区的土质情况确定。
	16 绷绳固定	上端用绳卡，下端用花篮螺丝，并配保险绳。
	17 内外钳吊绳	a) 直径 12.7 mm 钢丝绳； b) 两端各卡与之匹配的绳卡 2 只。
	18 内外钳尾绳	a) 直径 22 mm 钢丝绳； b) 3 只与之匹配的绳卡卡紧； c) 应有保险装置。
	19 液压大钳吊绳	直径 12.7 mm 钢丝绳，尾桩固定牢靠。

表C.1 设备安装验收要求（续）

分类	项目	要求
绳索部分	20 大绳死端	a) 穿齐防跳螺杆 b) 压板并帽齐全，防滑卡 2 只，安装方向正确。
	21 大绳活端	防滑卡 3 只，压板不少于 2 只。
	22 自升式井架起升绳	无明显变形、扭曲、磨损、腐蚀，每扭上断丝不应超过 2 根。
	23 所有部件、附件保险绳	a) 直径 12.7 mm 钢丝绳； b) 位置正确，卡牢； c) 各种导轮固定牢靠、安全、灵活。
	24 钢丝绳目测检查	a) 6×7 钢丝绳的一扭绳中断丝少于 3 根； b) 5×6 钢丝绳一扭绳中随机分布断丝少于 6 根； c) 5×6 钢丝绳一扭绳中一小股断丝少于 3 根； d) 抗扭转，一扭绳中随机分布断丝少于 4 根； e) 抗扭转，一扭绳中一小股断丝少于 2 根； f) 固定不动绳索的钢丝绳，如绷绳、撤离绳、悬挂绳等，扭绳中的一小股断丝少于 3 根；端部连接部分不应有锈蚀、开裂、弯曲、磨损，不应有明显的扭纹、挤压、切口、冷变形。
传动系统	25 绞车水平度允差	≤2/1000(滚筒面)。
	26 转盘水平度允差	≤2/1000(旋转平面)。
	27 绞车与正车箱(链轮)	a) 偏差≤1.5 mm。 b) 水平度≤1.5 mm。
	28 绞车与转盘(链轮)	a) 偏差≤1 mm。 b) 水平度≤1 mm。
	29 绞车刹把曲轴	无垫物，无油污。
	30 绞车滚筒排绳器	安装正确。
	31 过桥轴与绞车、正车箱(链轮)	a) 偏差≤1.5 mm。 b) 水平度≤1 mm。
	32 各联动机底座水平度允差	≤0.5 mm。
	33 各联动机间(皮带轮)	a) 偏差≤2 mm； b) 水平度≤1 mm。
	34 采用法兰连接的平行度允差	≤1 mm。
	35 水刹车端面同轴度允差(牙嵌为准)	≤1 mm。
	36 气胎式离合器圆轴度允差(φ 300 mm 和 φ 500 mm)	≤0.8 mm。
	37 气胎式离合器圆轴度允差(φ 700 mm 和 φ 1070 mm)	≤1.5 mm。
	38 防撞天车装置	符合规定要求。
	39 联动机皮带单根长短差	≤20 mm。
40 钻井泵皮带单根长短差	≤25 mm。	

表C.1 设备安装验收要求（续）

分类	项目	要求
传动系统	41 压风机	位置合理、固定牢靠。
	42 水龙头	转动灵活，油和钻井液不渗漏。
循环系统	43 钻井泵前后水平度允差(阀箱顶平面)	$\leq 3.0$ mm。
	44 钻井泵左右水平度允差(皮带轮)	$\leq 2.0$ mm。
	45 钻井泵与联动机(皮带轮)	a) 偏差 $\leq 3.0$ mm； b) 水平度 $\leq 2.0$ mm。
	46 钻井泵空气包	预充压缩空气或氮气，充压值为工程设计泵压的 1/3~1/4。
	47 钻井泵安全阀和保险销	符合说明书和设计要求。
	48 钻井泵上水管	有过滤装置。
	49 高压循环部分	进行刚性固定。
	50 循环槽	前高后低，有 1%的坡度。
	51 所有循环罐	既能单独使用，又能合并使用。
	52 循环罐搅拌器	每个罐不少于 2 台。
	53 固控设备	齐全，完好，满足设计要求。
	54 立管固定	a) 专用固定胶块不少于 4 个； b) 卡在横拉筋上，并上紧。
仪表部分	55 钻井仪表固定	有减震和避震措施。
	56 指重表、压力表	a) 位置正确； b) 灵敏、可靠； c) 压力等级应与之匹配。
	57 气控、液控管线	排列整齐，标志清晰，固定牢靠。
	58 储油罐流量计	计量准确，有过滤装置。
	59 其他仪表	灵敏、准确、可靠。
	60 所有仪表	经法定机构校准并在有效期内。
柴油机	61 柴油机连同底盘	安装在具有足够刚性的底座或坚固的基础之上，支承表面应平整。
	62 柴油机与被驱动的联动机	其相对位置应统一找正、调平，用符合要求的压板均匀固定。
	63 柴油机与减速机	不允许采用刚性连接。
	64 采用万向轴连接时	两连接端面间的平行度为 0.5 mm，径向跳动为 1 mm，万向节花键轴向位移为 15 mm~20 mm。
	65 柴油机安装间距	不应少于 0.8 m，与之连接的各联动机的皮带张紧度应一致，且需用顶丝和压帽加以固定。
	66 万向轴连接盘	调试好后用螺栓紧固，紧扣力矩为 250 Nm~280 Nm。
	67 柴油机工作环境	上方应有顶棚，防雨、防砂。
电动钻机	所有类型的电动钻机安装，均应按照生产厂家提供的安装和使用说明书的要求进行安装。	
电器安装	按 SY/T 6202 的规定执行。	

**附 录 D**  
**(规范性附录)**  
**页岩气井钻进作业施工原始记录表**

**D.1 页岩气井钻进作业施工原始记录表内容**

页岩气井钻进作业施工原始记录表内容包括：

- a) 钻井生产日报；
- b) 钻井液日报表；
- c) 取心钻进班报表；
- d) 钻井生产时效周报表；
- e) 钻井生产时效月报表；
- f) 复杂情况记录表；
- g) 孔内事故记录表；
- h) 地面重大事故记录表。

**D.2 页岩气井钻进作业施工原始记录表格式**

**D.2.1 钻井生产日报表**

钻井生产日报表见表D.1。

**D.2.2 钻井液日报表**

钻井液日报表见表D.2。

**D.2.3 页岩气井取心钻进班报表**

页岩气井取心钻进班报表正面表D.3、反面见表D.4。

**D.2.4 钻井生产时效周报表**

钻井生产时效周报表见表D.5。

**D.2.5 钻井生产时效月报表**

钻井生产时效月报表见表D.6。

**D.2.6 复杂情况记录表**

复杂情况记录表见表D.7。

**D.2.7 孔内事故记录表**

孔内事故记录表见表D.8。

**D.2.8 地面重大事故记录表**

地面重大事故记录表见表D.9。

表D.1 页岩气钻井生产日报表

## 钻井生产日报表

井号:		井队:		年 月 日	
井深 (m)		目的层位	钻遇地层:		
进尺 (m)			岩性:		
月末井深 (m)		地质情况	取心进尺 (m)	钻头使用情况	入井号
钻进参数	钻压 (kN)		取心孔段		型号 喷嘴组合
	转速 (rpm)		岩心长 (m)		进尺 (m)
泥浆性能	排量 (L/s)	时效分析	进尺时间 (h)	使用时间 (h)	使用时间 (h)
	泵压 (MPa)		纯钻进时间 (h)		开钻时间
	密度 (g/cm <sup>3</sup> )		辅助台时 (h)		完钻时间
	粘度 (s)		下套管固井时间 (h)		套管下深
	PH 值		候凝时间 (h)		承托环井深
	失水 (mL)		测井时间 (h)		套管型号
	泥饼 (mm)		等待定向方测试仪器 (h)		套管入井根数及长度
	固含 (%)		修理时间 (h)		水泥规格 用 量
	含砂 (%)		完井作业 (h)		水泥浆密度 $\rho$ 最高: $\rho$ 平均: $\rho$ 最低:
	初切/终切 (Pa)		复杂情况 (h)		水泥浆返高
	动切 (Pa)		自然灾害 (h)		目前钻序
	塑粘		其它 (h)		本工序开始时间和井深
	塌含 (g/L)		新设备调试 (h)		
其它	施工简况 :				

表D.2 钻井液日报表

### 钻井液日报表

井号: \_\_\_\_\_ 钻井队: \_\_\_\_\_ 区块: \_\_\_\_\_ 年 \_\_\_\_\_ 月 \_\_\_\_\_ 日

井深	日进尺, m	地层	岩性	泥浆类型				
钻具组合			套管数据		泥浆量变化, m <sup>3</sup>			
名称	直径, mm	型号、数量	长度, m	套管	直径, mm	下深, m	孔内量	配坂土浆
钻头				表层			罐内量	配胶液量
钻杆				技术			总循环量	补充量
加重钻杆				技术			备用泥浆	消耗量
钻挺 1				油层			备浆密度	累计补充
钻挺 2				尾管			加水量	漏失量
钻挺 3				尾管长度, m			加油量	溢流量
钻挺 4				水眼尺寸				
稳定器				(mm)				
泥浆性能			钻井参数和循环数据			泵排量数据		
取样时间			钻压, KN		泵型号		泵冲程, mm	
取样地点			转速, r/min		泵数量		泵效率, %	
出口温度, °C			泵压, Mpa		泵缸套, mm			
井深, m			上返时间, min		升/冲		冲/分	
密度, g/cm <sup>3</sup>			总循环时间, min		升/秒		方/分	
漏斗粘度, s			固控设备使用情况					
表观粘度, mPa·s			设备名称	规格型号	入口密度 g/cm <sup>3</sup>	底流密度 g/cm <sup>3</sup>	溢流密度 g/cm <sup>3</sup>	使用时间 h
塑性粘度, mPa·s			振动筛 1					
屈服值, Pa			除砂器					
初切, Pa			除泥器					
终切, Pa			除气器					
n			离心机					
K								
API 失水, ml			时效分析					
API 泥饼, mm			生产时间			非生产时间		
HHP 失水, ml			纯钻进	换钻头	事故	组停		
HHP 泥饼, mm			起下钻	循环泥浆	复杂			
KF, °			接单根	定向作业				
固相含量, %			扩划眼	其它	其它			
含油量, %			小计		小计			
含水量, %			合计					
含砂量, %			事故复杂类型					
坂土含量, g/l			钻井液处理情况					
pH								
泥浆碱度 P <sub>m</sub>								
滤液碱度 P <sub>f</sub>								
滤液碱度 M <sub>f</sub>								
滤液 Cl <sup>-</sup> , mg/l								
滤液 Ca <sup>++</sup> , mg/l								
滤液 K <sup>+</sup> , mg/l			工程简介					
θ <sub>3</sub>								
θ <sub>6</sub>								
θ <sub>100</sub>								
θ <sub>200</sub>								
θ <sub>300</sub>								
θ <sub>600</sub>								



表D.4 取心钻进班报表（反面）

接班井深 (m)					交班井深 (m)					本班进尺 (m)									
钻头					扩孔器				所钻孔段		所钻地层	进尺 m	累计进尺 m	使用时间 h	累计时间 h	钻头磨损情况			扩孔器磨损情况
编号	类型	规格	厂家	水口数量	唇面形式	编号	类型	规格	厂家	自 (m)						至 (m)	外径 (mm)	内径 (mm)	胎体高度 (mm)
钻具组合				泥浆性能		钻井参数		时效分析						岩心采取情况					
名称	规格	数量	长度 (m)	密度 (g/cm <sup>3</sup> )		钻压 (kN)		生产时间 (h: min)			非生产时间 (h: min)		本班采取岩心总长 (m)	本班平均岩心采取率 (%)					
钻头				粘度 (s)		转 速	动力机 (r/min)		进 尺 工 作 时 间	纯钻进		事故		重大事件记录					
扩孔器				API 失水 (ml)			转盘 (r/min)			起下钻		修理							
岩心管				泥饼 (mm)			动力头 (r/min)			接单根		组织停工							
钻铤				切力	10 秒 (pa)		孔底马达 (r/min)			换钻头		自然停工							
				10 分 (pa)		泵 量	缸径 (mm)			划眼		复杂情况							
				含砂量 (%)			冲数 (冲/分)			打捞岩心		其它							
				PH 值			排量 (l/s)			泥浆循环									
扶正器				3 转读数			泵量 (l/min)			小计									
				300 转读数		泵压 (Mpa)													
钻杆立根				600 转读数		测斜情况													
钻杆单根						井深 (m)			测井										
接头						井斜 (°)			固井										
						方位 (°)			辅助										
									合计		合计								
				序号		取心孔段 (m)		岩心长 (m)		直径 (mm)		收获率 (%)							
				交 接 班 记 录															
合计																			
方入																			

表D.5 钻井生产时效周报表格式

### 钻井生产时效周报表

井 号	
钻井工作 时间 (h)	
生产时间 (h)	
进尺工作 时间 (h)	
纯钻时间 (h)	
辅助时间 (h)	
固井时间 (h)	
测井时间 (h)	
非井队停待 时间 (h)	
完井时间 (h)	

表D.6 钻井生产时效月报表格式

## 钻井生产时效月报表

井队：						年 月									
1 施工情况															
2 月经济技术指标															
2.1 月时效统计															
生 产 时 间 (h)										非 生 产 时 间 (h)					
进 尺 工 作 时 间						测井	固井	辅助工作	合计	搬迁安	完井作业	停待	配合试气	配合甲方测出水	合计
纯钻进	起下钻	接单根	扩划眼	循环泥浆	小计										
2.2 月主要指标															
施工时间 (天)	进尺 (m)	台月效率 (m/台月)	机械效率 (m/h)	纯钻时间 (h)	纯钻率 (%)	备注									

表D.7 复杂情况记录表格式

## 复杂情况记录表

序号	复杂情况及 孔深	发生时间 (年月日)		发生经过及原因	处理概况	直接损失 (元)
		发生				
		发生				
		解除				
		损失				
		发生				
		解除				
		损失				
		发生				
		解除				
		损失				

表D.8 孔内事故记录表

### 孔内事故记录表

序号	事故名称 及孔深	发生时间 (年月日时分)		落鱼或被卡钻具 (可用示意图)	发生经过及原因	事故处理情况	直接损失 (元)
		发生					
		解除					
		损失					
		发生					
		解除					
		损失					
		发生					

表D.9 地面重大事故记录表格式

地面重大事故记录表

序号	事故名称	发生时间 (年 月 日)		事故经过及原因	处理概况	直接损失 (元)
		发生				
		发生				
		解除				
		损失				
		发生				
		解除				
		损失				
		发生				
		解除				
		损失				

附 录 E  
(资料性附录)  
固井施工报告格式

E.1 固井施工报告封面

固井施工报告封面如图E.1

<h1>固井施工报告</h1>	
项	目： _____
井	号： _____
井 队	号： _____
作 业 类 型	： _____
施 工 日 期	： _____
施 工 单 位	： _____
施 工 负 责 人	： _____
固 井 监 督	： _____
钻 井 监 督	： _____
填 报 人	： _____

图E.1 固井施工报告封面





表E.1 (续)

0	95	5									
5	0	95									
25	0	75									
50	0	50									
75	0	25									
95	0	5									
25	25	50									
33	33	33									

## 六、固井施工设备

设备名											
数量											

## 七、质量检查

作业类别	水泥塞段 m		水泥段 m		环容 系数 L/m	环空返 速 L/m	试压 MPa	测井间 隔 h	质量鉴定	备注
	自	至	自	至						
设计										
实际										

## 八、采用的工艺技术措施、施工情况描述

---



---



---



---



---



---



---



---

## 九、其他

---



---



---



---



---



---



---



---



表E.3 钻井液、前置液、水泥浆性能表

套管层次		表层套管	技术套管	技术尾管	技术尾管	技术尾管	
钻井液	钻井液类型						
	密度(g/cm <sup>3</sup> )						
	漏斗粘度(s)						
	滤失量(ml)						
	泥饼厚(mm)						
	摩擦系数						
	静切力	10s (Pa)					
		10min (Pa)					
	含砂量(%)						
	含油量(%)						
	PH值						
	粘度计读数	$\theta_3$					
		$\theta_{300}$					
		$\theta_{600}$					
	塑性粘度(mPa·s)						
	动切力(Pa)						
n值							
K值(mPa·s <sup>n</sup> )							
前置液	名称						
	替入量(m <sup>3</sup> )						
水泥浆	密度(g/cm <sup>3</sup> )						
	失水量(ml)						

表E.4 注水泥记录表

套管层次		表层套管	技术套管	技术尾管	技术尾管	技术尾管
固井时孔深(m)						
套管外径(mm)						
套管鞋深(m)						
固井前钻井液密度(g/cm <sup>3</sup> )						
水 泥 浆	配 方					
	水 泥	品种及标号				
		设计用量(t)				
		实际用量(t)				
	外 加 剂	品种及用量(Kg)				
		品种及用量(Kg)				
		品种及用量(Kg)				
		品种及用量(Kg)				
	水 泥 浆 密 度	设计(g/cm <sup>3</sup> )				
		实 际	最大(g/cm <sup>3</sup> )			
			最小(g/cm <sup>3</sup> )			
	注 入 量	设计(m <sup>3</sup> )				
		实际(m <sup>3</sup> )				
隔 离 液	配 方					
	替 入 量(m <sup>3</sup> )					
胶塞碰压(Mpa)						
施工排量(l/s)						
水 泥 塞 面 深 度	设 计(m)					
	实 际(m)					
水 泥 外 返 深 度	设 计(m)					
	实 际(m)					
试 压 结 果	压力(Mpa)					
	30min 压力降(Mpa)					
备 注						

附 录 F  
(规范性附录)  
页岩气井完井交接书格式

F.1 封面格式

封面格式见图F.1。

<p style="text-align: center;"><u>(项目名称)</u> XX井完井交接书</p> <p>主管部门： 甲 方： 乙 方： 交接时间：</p>
--

图 F.1 完井交接书封面格式

F.2 交接书正文内容和格式

交接书正文内容和格式如表F.1~F.3所示。

表F.1 甲乙双方交接井人员签字单

甲方单位		甲方单位代表	
乙方单位		乙方单位代表	
主管部门		主管部门代表	
交接井部门（单位）		姓名	职务
甲 方			
乙 方			

表F.2 交井验收甲方评价表

序 号	内 容	评 价
1	表层套下深_____m	
2	技术套下深_____m	
3	技术套下深_____m	
4	套管孔口试压_____MPa	
5	套管固井质量评价	
6	完井（孔口质量评价）	
7	井场场面基本建筑物是否完整	
8	井场场面环境保护状况：（合格、不合格）	
9	井场排污地（坑）状况：（合格、不合格）	
10	孔底有无落物	
11	孔口保护及标志状况：（合格、不合格）	
14	验收结论：	
15	甲方签字：_____	年 月 日
	乙方签字：_____	年 月 日

表F.3 基本数据表

井 别					井 号					
地理位置										
构造位置										
钻探目的										
施工单位										
坐标, m	纵:									
	横:									
补心海拔	m		地面海拔	m		补心距	m			
开钻日期			完钻日期			完井日期				
完钻井深	m		完钻层位			完井方法				
交井地层				人工孔底	m					
钻机编号			钻井队编号			队 长				
钻头程序: mm×m										
钻头程序	尺寸									
	mm									
钻头程序	深度									
	m									
套管程序 (井身结构)										
套管程序	名称	尺寸	钢级	壁厚	下入深度	套管外钻井液密度	水泥返深 m		声幅质量	试压情况
							设计	电测		
	表层									
	技术									
	生产层									
井身质量										
井身质量	最大井斜			孔底位移 m	闭合方位 (°)	水平段长 m	靶心距 m	最大全角变化率		
	井深 m	斜度 (°)	方位角 (°)					井深 m	全角变化率 (°) /30m	
套管底法兰垫环号				油管串结构						
孔口闸门垫环号				油管挂尺寸				mm		
开井放喷套管允许最低压力				MPa		油管鞋尺寸		外径	mm	
								内径	mm	
关井套管允许最高压力				MPa		筛管		位置	mm	
完井油管尺寸及井深				m				长度	mm	
封隔器井深				m				孔眼排列	mm	
水力锚井深				m				孔距	mm	
回压阀井深				m				排距	mm	
								孔径及孔数		

F.3 交接书附图

F.3.1 完井孔口装置图

F.3.2 完井井身结构图

F.3.3 井眼轨迹曲线图（轴向、俯视）

附录 G  
(规范性附录)  
钻井工程综合评价表

G.1 钻井工程综合评价表

钻井工程综合评价表见表G.1。

表G.1 钻井工程综合评价表

一、_____井概况			
地理位置:			
构造名称:			
井 别:	施工队伍:		
开钻日期:	完井日期:		
设计井深:	完钻井深:		
二、 钻井工程质量			
1.井深质量:	2.固井质量:	3.取心质量:	
三、 钻井时效			
1.生产: %	2.纯钻: %		
3.事故: %	4.复杂: %		
四、 安全生产			
1. 重大人身事故:			
2. 重大工程事故:			
3. 重大设备事故:			
五、 工程质量综合评价			
1. 全井钻井工程质量、固井质量、取心质量:	<input type="checkbox"/> 合格	<input type="checkbox"/> 不合格	
2. 全井重大井下、人身、设备事故:	<input type="checkbox"/> 无	<input type="checkbox"/> 有	
3. 全井环保污染事故:	<input type="checkbox"/> 无	<input type="checkbox"/> 有	
4. 全井工程综合评定:	<input type="checkbox"/> 无	<input type="checkbox"/> 有	
验收组: _____ (签名)			
年 月 日			



## 参 考 文 献

- [1] DZ/T 0148-1994 水文地质钻探规程
  - [2] Q/SH 0368-2010 煤层气井钻井施工作业规范
  - [3] SY/T 5347-2016 钻井取心作业规程
  - [4] SY/T 5374.1-2006 固井作业规程 第1部分：常规固井
  - [5] Q/SH 0367-2010 煤层气井钻井工程设计格式
  - [6] SY/T 5333-1996 钻井工程设计格式
  - [7] SY/T 5678-2003 钻井完井交接验收规则
-