

DB61

陕西省地方标准

DB XX/ XXXXX—XXXX

中深层地热能供暖钻完井技术规程

Drilling and completion technology specification

for Mid-deep geothermal heating

点击此处添加与国际标准一致性程度的标识

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX -

XX 实施

陕西省市场监督管理局

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.....	2
4 总则.....	3
5 钻井工程设计.....	5
6 钻前工程.....	6
7 钻井与相关工程作业.....	8
8 完井工艺技术.....	18
9 健康、安全与环境保护.....	25
10 钻完井验收与交接.....	26
附 录 A（资料性）中深层地热能供暖钻完井工程设计流程.....	30
附 录 B（规范性）中深层地热能供暖钻完井工程设计书.....	31
附 录 C（资料性）中深层地热能供暖钻完井的井别、井型划分.....	32
附 录 D（规范性）中深层地热能供暖钻完井工程汇交资料.....	33

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。

本文件由陕西省煤田地质集团有限公司提出。

本文件由陕西省能源局归口。

本文件起草单位：陕西省煤田地质集团有限公司……

本文件主要起草人：张晓宏等。

本文件由陕西省地热能标准化技术委员会负责解释。

本文件首次发布。

联系信息如下：

单位：陕西省煤田地质集团有限公司科技管理部

电话：029-86681680

地址：陕西省西安市经开区文景路26号A

邮编：710021

中深层地热能供暖钻完井技术规程

1 范围

本规程规定了中深层地热能供暖钻井和完井工程作业全过程的程序和要求。包括：钻井工程设计、钻前工程、钻井与相关工程作业、完井工艺、健康安全与环境管理要求、钻完井验收与交接。

本规程适用于陕西省范围内中深层地热能供暖开发过程中的探采结合井、采灌井、同轴套管换热井、水平对接换热井的钻完井工程，可作为中深层地热能供暖钻完井设计、施工、管理等各项工作的依据。

2 规范性引用文件

下列文件对于本规程的应用是必不可少的。其最新版本适用于本文件。

GB/T 11615	地热资源地质勘查规范
GB 50027	供水水文地质勘察规范
GB 50296	管井技术规范
GB/T 8978	污水综合排放标准
GB/T 11651	个体防护装备选用规范
GB/T22513	石油天然气工业 钻井和采油设备 井口装置和采油树
GB 20138	油井水泥
GB/T 28911	石油天然气钻井工程术语
GB50366	地源热泵系统工程技术规范
DZ/T 0260	地热钻探技术规程
DZ/T 0148	水文水井地质钻探规程
AQ 2004	地质勘探安全规程
NB/T10097	地热能术语
NB/T 10099	地热回灌技术要求
NB/T 10266	地热井钻井工程设计规范
NB/T 10704	地热井钻前工程和设备安装技术规范
NB/T 10707	地热完井技术规范
NB/T 10709	地热井钻完井工程验收规范
NB/T 10706	地热井固井技术规范
SY/T 5974	钻井井场、设备、作业安全技术规程
SY/T 5954	开钻前验收项目及要求
SY/T 5431	井身结构设计方法
SY/T 5619	定向井下部钻具组合设计方法
SY/T 5324	预应力隔热油管
SY/T 5724	套管柱结构与强度设计
SY/T 5412	下套管作业规程
SY/T6592	固井质量评价方法

SY/T 5088 钻井井身质量控制规范
SY/T5467 套管柱试压规范
SY/T6690 井下作业井控技术规程
SY/T5727 井下作业安全规程
SY/T 6223 钻井液净化设备配套、安装、使用和维护

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本规程。

3.1

换热井 heat exchanger well

不从地下含水层中取水，利用外部循环介质（水等）以热交换的形式获取地下热能的井（定向井）。

3.2

采灌井 exploitation and injection well

地热水通过一定的井身结构从热储层中开采出来；在地面经过取热利用后，又从同一个井回灌至相同的热储层。

3.3

水平换热井 horizontal heat exchanger well

最大井斜角接近90°（ $\leq 80^\circ$ ），并在目的层中达到一定水平长度的换热井。

3.4

对接换热井 abutment heat exchanger well

换热井在一定井深、井段和地层时，井身设计成、适宜与水平换热井相对接的结构。

3.5

同轴套管换热井 coaxial casing heat exchanger well

在换热井中置入与套管同轴的中心管，利用中心管与套管形成的内外环空实现冷热介质循环换热的井。

3.6

水平对接换热井 horizontal butt heat exchange well

水平换热井与对接换热井在井底对接，利用形成的“U型”联通井筒结构、实现冷热水单向循环换热的井。

3.7

水平对接换热井负位移完井 horizontal butt heat exchange well negative movement well completion

由于两井对接距离不够，水平换热井在着陆前，井眼轨迹向对接换热井反方向空间位移后，再着陆后、水平钻进对接完井。

3.8

水平对接换热井双位移完井 horizontal butt heat exchange well double movement well completion

在受到地面障碍物等条件影响，及扩大水平换热井长度，对接换热井与水平换热井轨迹，都进行一定距离的井下空间位移，再对接后完井。

3.9

地热能井工厂 geothermal well factory

是指在同一平台，采用整体系统化的设计、布置多口井，集中进行钻井、完井等作业,以密集的井位形成一个地热开发“工厂”。

3.10

中深层地热能供暖 mid-deep geothermal heating

储存在地球中、不大于3500米深的岩土、流体热能，通过钻、完井方法取出作为热源，而向广大城乡用户（居民、办公等）供暖的地热资源。

3.11

地热能钻完井 geothermal well drilling and completion

为达到预定深度和预期目的而进行的地热能井钻进，为满足开采地热（地热水、地热能）、以及回灌地热尾水等要求而进行的钻井、完井作业，包括测井、安装套管（含换热型套管、保温型套管）、中心内管（含保温管）、过滤筛管、止水、填砾、洗井、固井、射孔、抽水试验、井口装置、换热能力试验等。

4 总则

4.1 基本要求

4.1.2 地热能井设计前应充分搜集利用已有资料，在进行地热地质、水文地质、地球化学、地球物理勘查等工作之后再进行地热能井施工。

4.1.3 进行地热开发的探采结合井、采灌井、换热井均应进行钻井工程设计，经有关部门审查许可后方可进行施工。

4.1.4 探采结合井在有条件情况下应按地热能生产要求完井，在取得各项钻井地质及地热参数资料后转为生产井利用。口径应同时满足取样、测井及完井后安装抽水设备、或换热结构等要求。

4.1.5 开采井、回灌井、换热井要按照地热能需求进行施工，全面、准确获取各项钻井地质及地热参数资料，做好钻时、岩屑、以及简易水文观测录井。

4.2 中深层地热能井类型及适用条件

4.2.4 中深层地热能供暖井按照施工目的分为：探采结合井，采灌井，换热井。

4.2.2 采灌井按照井身功能分为：开采井、回灌井、采灌井。

4.2.3 换热井按照井身换热结构分为：同轴套管换热井、水平换热井、水平对接换热井

4.2.4 按照井眼轨迹分为：垂直井、定向井和水平井。

4.2.5 中深层地热能供暖井适用条件及钻井地质要求。

4.2.5.1 探采结合井：通过地球物理勘探、资料收集和综合分析等，认为勘探区具有地下热储的形成条件，但还有某些重要资料有待查明，布置探采结合井。以取水取热方式开采的，井径要求较大，表

层套管部分满足下放潜水泵对泵室的要求。以换热方式开采的，井径及套管要满足置入换热井身结构的要求。根据探查与取热要求，可分段采取岩心。

4.2.5.2 开采井：当一个地区已发现了地热田，并且控制了其范围，在地热田范围内按照合理的井距，以抽采地热水为目的的钻井。应视地热资源类型、热储层条件、水文地质条件、地下水资源保护要求选择合适的抽采井型。由于热储层的位置等都比较明确，一般可不需要取芯。

4.2.5.3 回灌井：为提高地热资源可持续开发能力，将地热尾水、地表水等回灌热储层进行的钻井。当以抽采井开发地热田时，热储含水层的水位会逐渐下降，通过回灌井将水重新注入到热储层中，保持热储层的能量和水位，使地热田能够长期稳产。对已规模开发的地热田，地质资料都比较详实，可不进行取芯。

4.2.5.4 采灌井：通过示踪剂等方法、掌握地热田井网内热储层流体流动规律后，可以兼顾开采井、回灌井两者的实际效果，统一与灵活布设采灌井的方式进行开采，以减少热储层的水位的下降，实现可持续开发。采灌井钻完井工程设计，应该以热储层水文地质条件、井距井网等开发要求为前提。

4.2.5.5 换热井：真正实现“不取水取热”地热开发的钻井。不抽取地热水，不与热储层发生水量交换，只发生热量交换，利用井筒本身或置入换热结构实现冷热水循环换热。热储层不下滤水管，一般要求全井套管封固或封固主要热储层以外的井段。在地热地质情况清楚时，可进行钻屑录井。

4.3 中深层地热能井身结构

4.3.1 采、灌井的井身结构

开采井、回灌井、采灌井常用井身结构见表4-1。

开采井、回灌井、采灌井的上部泵室段一般比下部要大一至二级；单独设计的回灌井，其泵室段比同一区域的开采井通常要大一级以上。

表4-1 开采井、回灌井与采灌井常用井身结构

钻进	钻井直径/mm	套管规格/mm
一开	444.5	339.7
二开	311.1	244.5
三开	215.9	177.8
四开	152.4	139.7(筛管或裸眼)
各开段深度根据地层变化情况而定，对拟投入开发利用的钻井泵室段的套管下入深度、口径应满足抽水泵和长期开采要求。		

4.3.2 同轴套管换热井井身结构

同轴套管换热井井身结构见表4-2。

表4-2 同轴套管换热井井身结构

钻进	钻孔直径/mm	换热套管规格/mm	中心保温管规格/mm
(1类)一开	444.5	339.7	(1类) 114.3 (2类) 139.7
(2类)井口处理	组合钻头	井口管	
(1类)二开	311.1	244.5	
(2类)一开	444.5	339.7	
(1类)三开	215.9	177.8	
(2类)二开	311.1	219.1	
1.一开与二开套管应采用挂管完井，以直接获得一开井段换热热量； 2.选择换热套管219.1mm以上规格，配套139.7mm中心保温管,相对常规177.8mm套管，出水取热量增大约二倍。			

4.3.3 水平对接换热井井身结构

水平对接换热井井身结构见表4-3。

表4-3 水平对接换热井井身结构

钻进	对接换热井		水平换热井	
	钻孔直径/mm	套管规格/mm	钻孔直径/mm	套管规格/mm
一开	444.5	339.7	444.5	339.7
二开	311.1	244.5	311.1	244.5
三开	215.9	177.8	215.9	177.8, 139.7

5 钻井工程设计

5.1 供暖开发方案

5.1.1 中深层地热能供暖开发方案是钻井设计的基础。主要包括论证区地热地质特征、地热能开发与环境保护问题、地热能供暖完井方案、钻井施工技术要求等。

5.1.2 中深层地热能供暖开发方案编制，应结合地面能源站、输配管网建设的需要，以及后期生产使用要求，充分利用井工厂等先进布井技术，使方案先进适用、节约土地、经济可行，保证供暖区域地热能高水平开发。

5.1.3 中深层地热能供暖开发方案编制主要包括：井位布置、井网大小、井型、取水与取热的井身结构设计、固井与完井要求、完井指标预测、设计方案综合评价。

5.2 设计原则

5.2.1 钻井工程设计是确保高效实现取热任务的基础。一般以单井取热设计为前提，与供暖开发方案论证确定的原则相一致。

5.2.2 钻井工程设计应充分考虑完井取热工程需要；兼顾固井、止水、洗井、抽水、录井、测井、换热试验等方面的作业特点。采用特殊完井方式的地热井，要考虑射孔、压裂等要求。

5.2.3 钻井工程设计应满足钻井工程施工作业的需要，符合相关标准及规范。

5.2.4 钻井工程设计应有利于保护地下含水层，应防止深层地下水侵入浅层水、防止污染浅层饮用水源。

5.2.5 钻井工程设计要体现安全、高效、成本低等原则。设计前应认真分析各种资料，尽量简化井身结构，选用先进工具和设备，采用先进工艺技术保证钻井质量，提高钻井速度，降低钻井成本。

5.2.6 开采井和回灌井，应确保开采段和回灌段有足够的井身间距。一般情况下，开采井和回灌井应可互换使用。

5.2.7 开采井和回灌井井眼应选择在地热水丰富、径流条件好、孔隙或裂隙发育的热储层位。一般应选择热储温度不低于 40℃目的层进行开发。

5.2.8 采用同轴套管换热井、水平对接换热井等地热能井工厂开发形式，应根据换热影响半径确定换热井身间距；一般主要换热井身井段相距不低于 100 米。

5.2.9 采用水平对接换热井，除考虑换热影响半径外，水平换热段应该具有相当的水平长度。

5.2.10 为达到一定的换热效果，同轴套管换热井、水平对接换热井的完井深度，应充分考虑地温梯度与热储层温度高低；常规换热井完井储层温度可不低于 80-100 度。

5.3 设计流程

一般单井钻井工程设计，通常根据取热要求和钻井目的层进行整体全流程考虑；具体可参照资料性附录A的流程。

5.4 设计内容

设计书的内容可参照规范性附录B。

6 钻前工程

6.1 设备选择

6.1.1 井深小于 2000m 的常规井，宜选用水井钻机系列，井深大于 2000m 的常规井，宜选用石油钻机系列。

6.1.2 定向井和水平井，宜选用车载与顶驱钻机系列。

6.1.3 在城市与不太宽敞的井场，宜选用车载钻机或直升式井架。

6.1.4 设计井深应在钻机名义钻深范围内，钻机额定能力应为相同井深石油钻探钻机的 1.3~1.4 倍；最大工作钩载应不大于所选钻机实际最大钩载的 80%。

一般石油钻机系列具有提升负荷大，泥浆泵功率大，能实现快速高效钻进。常用石油钻机钻进能力见表6-1。

表6-1 石油钻机系列钻进能力参数

钻机型号			ZJ20	ZJ30	ZJ40	ZJ50
名义直井深度范围/m	Φ114mm 钻杆	215.9mm 口径完井	500~2000	1500~3000	2500~4000	3000~4500
	Φ127mm 钻杆	311mm 口径完井	500~1000	1000~2000	2000~3000	2500~3500
最大钩载/kN			1470	1700	2250	3150

6.2 设备配套

6.2.1 水井钻机井架宜选用 A 型钻塔。钻井平台的高度应满足井控设备安装要求和整机配套的要求。

6.2.2 动力传动系统要考虑环保和噪声控制以及节能运行等要求，在满足施工能力的同时，宜选用模块化、电控化钻机，采用电力驱动或柴电互换混动。对高噪声源设备有隔音措施，整机噪声控制在 50dB~60dB 以下。

6.2.3 泥浆泵的泵压、排量应满足钻井液循环要求，推荐钻井泵型号见表 6-2。

表6-2 泥浆泵参数表

设备参数	钻机类型			
	水井钻机	ZJ20/1470	ZJ30-40/1700-2250	ZJ50/3150
泥浆泵型号（推荐）	3NB-800	3NB-800/1000	3NB-1300	3NB-1600
配置数/台	1-2	2	2	2
单台功率/KW	588	588/735	956	1176
最高压力/MPa	10	35	35	52
最大排量/L·min ⁻¹	320	2293	3111	3111
高压管汇/MPa	10	35	35	52

6.2.4 水井、石油钻机的钻井液固控系统的配套和选择参照 SY/T 6223《钻井液净化设备配套、安装、使用和维护》标准执行。

6.2.5 测斜与随钻仪器应根据钻井类型、井身结构、中靶距离、井工厂等要求，以及钻井是否有磁性干扰等因素进行选择。

6.2.6 钻前工程和设备安装等参照 NB/T10704《地热井钻前工程和设备安装技术规范》。

6.3 井场修建与布置

6.3.1 一般根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置。要充分利用地形、城镇环境，节约用地、减少扰民、方便施工。并满足防喷、防爆、防火、防毒、防冻，以及设置防洪排水设施，满足防洪抗汛等安全要求。

6.3.2 井场布置前，一般要达到“水、电、路三通”，具体布置可以参照 DZ/T 0260《地热钻探技术规程》等相关规定。同时，要求进出井场的道路及场内地基应满足需要的重载车辆、吊车等安全通行与作业。

6.3.3 井场形状及面积应能满足各类井管、钻具、泥浆材料、辅助设备安装的要求；井场地基应平整、坚固、稳定、适用；地基填方不得超过基础面积的 1/4。

6.3.4 井场地基修建时，应保证井场边缘距地下动力电缆、高压输气管道、地下通讯电缆、构筑物、给排水管道等水平距离符合安全规范，距公路距离符合《公路安全保护条例规定》的要求。

6.3.5 井场要确保井架在起升过程中和工作时，井架与场地上空的高压输电线的安全距离符合 AQ 2004-2005《地质勘探安全规程》标准要求。

6.3.6 大型设备井架基础可采用混凝土、钢木基础，其强度必须满足施工静载和动载安全要求，并根据施工季节做好防冻和防浸泡措施。

6.3.7 井场的大小应满足钻井设备的安装要求外，还应满足测井、固井、射孔、洗井等完井作业设备、设施的布置与安装要求。

6.3.8 应有切实的环境防护设施，采用“泥浆不落地”等设备，有利现场废弃物回收处理，防止环境污染。

6.4 设备安装

6.4.1 井架安装

6.4.1.1 井架及附属设施的安装，应符合 AQ 2004-2005《地质勘探安全规程》和 SY/T 6057《塔型井架拆装与整体运移作业规程》等要求。

6.4.1.2 塔型井架的起落作业，应有专人指挥，各岗人员必须密切配合按指令操作。

6.4.2 钻机安装

6.4.2.1 应按照钻机各部分的安装顺序进行安装。

6.4.2.2 钻机安装完毕，应进行试运转调试，井队自检无异常后，报请单位主管部门进行设备安装验收。

6.4.3 钻井液循环系统安装

6.4.3.1 钻井液循环管线的安装，应满足钻井施工各种工况下的作业工序、流量及压力要求。

6.4.3.2 循环罐、搅拌罐、喷射加料斗、振动筛的布置与安装，应以方便钻井液配制，有利于泥浆泵吸浆及方便除泥、除砂、运砂。

6.4.3.3 泥浆池的容量除应满足钻井施工中的正常循环外，还要能满足容纳固井作业时，因打入前置液、水泥浆液及顶替液而排出的井内钻井液。

6.4.3.4 地热能井钻进时，应采用振动筛、除砂器和除泥器“三级净化”装置；进行定向井、水平井施工，应该增加离心机，做到“四级净化”。

6.4.3.5 高温地热井钻井还应具备清水冷却池，要能容纳 10 倍于井筒容积的清水。

6.4.3.6 城市、农作物、生态保护等区域施工，配备“泥浆不落地”系统，并采用大型离心机、压滤机等泥浆处理环保设备。

6.4.4 安全设施安装

6.4.4.1 井场安全设施包括：避雷器、机械防护罩、安全护栏、三级漏电保护装置及安全标识、警示牌等。

6.4.4.2 安全设施的安装确保规范、安全、有效。

6.4.4.3 对井场的安全设施，现场负责人必须对其有效性进行经常性检查，并督促责任者及时整改。

6.4.5 电气设备安装

6.4.5.1 电气设备、控制开关、连接线路的布置及技术参数，应满足施工要求，安全可靠并有一定的能力储备。

6.4.5.2 对井场电气设备、设施，必须对其安全、可靠性，进行经常性检查，符合相关规范规定。

6.5 钻前准备

6.5.1 制定钻井施工技术措施，做好技术交底工作。

6.5.2 检查好钻具、各类配合接头，配套打捞工具，准备好入井仪器及其他测量工具。

6.5.3 做好下井钻具的丈量 and 记录。

6.5.4 准备好各种生产用原始记录表格、报表。

6.5.5 按技术要求调校仪表，保证灵敏、准确；高低压管线等按规定试压合格，保证灵通，无跑、冒、滴、漏现象。

6.5.6 准备足量钻井循环介质、处理剂，性能指标应满足设计要求。

6.5.7 按设计安装好孔位，检查安装好的孔位与设计孔位是否有偏差。

6.5.8 检查钻井安全、施工环境条件是否符合当地政府与行业相关规定。

7 钻井与相关工程作业

7.1 钻进方法选择

开钻前应根据地层岩性、地质条件和技术要求，确定钻进方法和选用钻具，正常可参照表7-1综合考虑。陕西地区，一般情况下选择PDC钻头、以及钻井液正循环钻进。漏失层、热储层可采用气举与双壁反循环钻进。

表7-1 钻进方法及适用条件

选用方法		适用范围	特点
全面钻进	牙轮钻进	松软地层及完整、破碎、致密、研磨性岩石及卵砾石层。	适用范围广、效率高，尤其在卵砾石及破碎地层钻进较其他回转钻进效果更好。
	金刚石PDC钻进	软至硬地层，机械钻速较高，尤其适用于中硬等砂、泥页岩地层。	钻压低、能够获得较高钻速；可与螺杆钻具（涡轮钻具）配合应用，应该优先选择。
	空气钻进	空气潜孔锤钻进适用于基岩及新生界胶结、半胶结地层，尤其适合于无地层水或缺水地区；气举反循环钻进适应于砂土、砂粒层及各类稳定性较好的基岩，。	钻进效率高，避免井塌、井漏等复杂情况的发生，孔内干净，完井后洗井容易。
	潜孔锤、液动冲击钻进	坚硬地层钻进，常规钻孔口径	液动冲击钻进可以使用钻井液护孔，不受水位限制，能在深孔钻进
	泡沫钻进	地层自稳性较好的热储层、漏失地层、高温地层钻进。	特别适用于地层坚硬、高温、低压及漏失同时存在的地层。泡沫适宜在缺水地区、寒冻地区施工。
取芯钻进	硬质合金钻进	松软地层及致密、完整、可钻性级别6级以下基岩。	钻头加工容易，成本较低。钻进中操作简便，容易掌握。
	金刚石PDC钻进	软至硬，可钻性级别4级~10级岩层	钻速高、钻头寿命长、取芯率高、所需钻压小、井斜小、钻井质量高；优先选择。

	普通金刚石钻进	孕镶金刚石钻头适用于可钻性级别10级~12级岩层；天然表镶金刚石钻头适用于可钻性4级~10级岩层。	比较适应硬岩，尤其是最坚硬岩石，应该使用孕镶金刚石钻头
	冲击回转钻进	硬质合金冲击回转钻进适用于可钻性级别5级~6级和部分7级的岩层；金刚石冲击回转钻进适用于可钻性级别6级~12级坚硬致密地层。	提高钻进效率，减轻岩心堵塞，缓解硬岩中钻头“打滑”问题。
扩眼钻进	合金钻头	黏土、砂土层、卵砾层。	同合金刮刀钻头全面钻进。
	牙轮钻头	砂土层、砾、卵、漂石地层及基岩地层。	同牙轮钻头全面钻进。
	潜孔锤	基岩地层。	同潜孔锤正循环全面钻进。
	金刚石PDC钻头	适用于因井筒内台阶、岩屑床等问题而难以上提钻具的泥页岩地层。	可有效解决水平井钻井中的狗腿、台阶及岩屑床问题。

7.2 钻头选择

7.2.1 全面钻进宜选用 PDC 和牙轮钻头，在使用螺杆或旋转导向驱动钻头钻进时应优先选用 PDC 钻头。

7.2.2 松软地层（可钻性级值小于 5 级）宜选用铣齿钻头，中软~中硬地层宜选用牙轮钻头和 PDC 钻头。

7.2.3 在易井斜地层，宜选用牙轮偏移量小、无保径齿及齿多而短的牙轮钻头或防斜 PDC 钻头。

7.2.4 在定向段、水平段钻进时，宜选用 PDC 钻头。

7.2.5 钻头类型确定后，根据钻井工程设计、录井资料分析、邻井钻头使用情况及钻井成本分析来确定优选的具体钻头型号。

7.3 取芯钻进

7.3.1 取芯钻具

常规地热井取芯钻具有密闭取芯钻具、海绵取芯钻具、橡皮筒取芯钻具等，使用时可参照表7-2 选择。

表7-2 取芯钻具及适用条件

取芯钻具类型		适用条件
密闭取芯钻具	自锁式取芯钻具	中硬至硬地层取芯
	加压式取芯钻具	极软至中软地层(包括疏松地层)取芯
海绵取芯钻具		吸附岩心溢出的流体，获得高质量的岩心
橡皮筒取芯钻具		软地层、松散地层、砂砾岩及严重破碎地层的取芯作业，以提高取芯率
定向取芯钻具		可取出有方位标志的岩心，以确定地层参数
偏心与射孔取芯钻具		在采取率低或漏采的情况下，采用偏心与射孔补取岩心

7.3.2 钻进技术参数

钻进方法和钻孔口径等技术参数选择，参照 DZ/T 0148 标准。

7.3.3 钻进操作要求

7.3.3.1 下钻操作要平稳，不得猛刹、猛放、猛墩，裸眼井段要控制下钻速度，遇阻不得硬压。遇阻经上下活动钻具无效，应及时开泵冲洗，上下活动钻具，仍下不去时可扫孔。连续扫孔井段 20 m 仍下不去时，应起钻通井，井眼畅通后再下入钻具。

7.3.3.2 下钻过程中应根据井下情况要分段循环钻井液，调整好钻井液性能与刹车系统，检查校准指重表、核对调整机上余尺、检查设备，保证作业能顺利进行。

7.3.3.3 取芯钻进时，做到送钻均匀，如遇蹩泵卡钻应认真分析，确属地层因素时应减压钻进。钻进中应密切注意泵压和钻速变化，及时分析井下情况是否正常，有无卡心、磨心现象。

7.3.3.4 使用转盘钻机，当确定取芯时要制动卷扬；在硬地层，采取原转速转动 10~20 min，磨细底部岩心后，低档上提钻具拔断岩心；在软地层，可直接上提拔心。如果取芯过程中钻速很快，拔心前可适当循环钻井液携砂排粉。

7.3.4 定向井取芯

7.3.4.1 取芯钻具

a) 缩短取芯钻具长度。根据稳斜段长情况，取芯器缩短到3米左右。太长有可能取芯率太低或者岩心卡死无进尺。

b) 在取芯器外上端加焊耐磨圈，直径小于钻头直径4—6毫米；取芯器内管下端，加装限位轴承或者耐磨环。

7.3.4.2 操作要求

取芯器入井前检查

a) 悬挂是否牢靠、转动是否灵活；

b) 钻头内台阶与内管间隙，以及岩心卡断器胀圈间隙是否得当；

c) 取芯器顶端球座是否水流通畅、能冲洗钻头和井底，投球后内外管是否断流密封。

7.3.4.3 钻进参数

a) 软弱岩层中，取芯宜遵循小排量、小钻压原则。

b) 坚硬岩层中，取芯宜遵循中等排量、中等钻压原则。

7.4 全面钻进

7.4.1 钻具组合

7.4.1.1 直井（直井段）常用的钻具组合见表 7-3。

表7-3 直井（直井段）常用钻具组合表

钻头直径 mm	钻具组合
≥444.5	钻头+Φ229mm 钻铤+Φ203mm 钻铤+Φ178mm 钻铤+Φ127mm 钻杆
311.1	钻头+变径+Φ178mm 钻铤+Φ127mm 钻杆 或钻头+Φ203mm 螺杆马达（178mm 螺杆马达）+变径+Φ178mm 钻铤+变径+Φ127mm 钻杆
241.3	钻头+Φ165mm（或Φ178mm）钻铤+Φ159mm（或Φ146mm）钻铤+Φ127mm 钻杆 或钻头+Φ178mm 螺杆马达（165mm 螺杆马达）+变径+Φ178mm 钻铤+变径+Φ127mm 钻杆
215.9	钻头+Φ165mm（或Φ178mm）钻铤+Φ159mm（或Φ146mm）钻铤+Φ127mm 钻杆 或钻头+Φ178mm 螺杆马达（165mm 螺杆马达）+变径+Φ178mm 钻铤+变径+Φ127mm 钻杆
152.4	钻头+变径+Φ120mm 钻铤+变径+Φ89mm 钻杆

7.4.1.2 直井（直井段）防斜钻具组合

Φ311.1mm口径完井：

塔式防斜钻具组合：采用Φ311.1mm钻头+Φ178mm钻铤+Φ127mm钻杆

偏心防斜钻具组合：Φ311.1mm钻头+Φ228.6mm偏心接头+Φ178mm钻铤+Φ127mm钻杆。

复合钻进防斜钻具组合：Φ311.1mm钻头+Φ197.0mm单弯螺杆（1.25°）+Φ172mm无磁钻铤+127mm加重钻杆+Φ127mm钻杆。

单钟摆防斜钻具组合：Φ311.1mm钻头+Φ177.8mm钻铤+Φ310.0mm扶正器+Φ177.8mm钻铤+Φ127mm钻杆。

7.4.2 钻进方法选择

- 7.4.2.1 在松软地层可选用钻井液回转钻进、喷射钻进和气举反循环钻进。
- 7.4.2.2 在较硬地层可选用钻井液回转钻进、气动或液动潜孔锤钻进和气举反循环钻进。
- 7.4.2.3 在热储开采段可选用钻井液回转钻进、空气钻进、泡沫钻进和气举反循环钻进。

7.4.3 钻进技术参数

7.4.3.1 钻进技术参数优选原则

钻进参数选用宜参考钻头使用说明书推荐的参数，并结合地层实际情况来确定。

在地层条件复杂、机械钻速与扭矩以及水力参数指标变化大时，宜采用实验方法确定最优钻压和转速组合。

水力参数选择在保证地层不漏失的情况下宜采用最大水功率工作方式；浅部地层宜以提高钻头水功率为主，深部地层宜以保证井下携岩屑为主。

7.4.3.2 牙轮钻头钻进

钻头下到井底后，宜轻压慢转，采用钻压10.0kN~20.0kN、转速60.0r/min，钻进0.5m后方可正常加压钻进。

软地层宜采用高转速、低钻压；中硬地层，宜采用中等转速和中、高钻压；深井、硬地层宜采用较高钻压、低转速。

泵量以满足钻井液上返速度0.1 m/s~0.5 m/s为宜，条件允许时取大值。使用空气钻进时上返风速15 m/s~25 m/s为宜。

7.4.3.3 PDC 钻头钻进

钻头下至井底应进行井底造型，宜采用5.0 kN~20.0 kN轻压钻进0.5 m，待钻头全部进入新地层，再逐步加至设计钻压钻进。

在软地层，宜采用高转速、低钻压；在中硬地层中，宜采用低转速和高钻压。

水力参数的选择应充分考虑到钻头和井眼的清洗，防止钻头泥包，宜采用大排量参数。

常用尺寸的PDC钻头推荐钻进参数，见表7-4。

表7-4 常用尺寸的金刚石PDC钻头推荐钻进参数

钻头直径 mm	钻进参数		
	排量 L/s	转速 r/min	钻压 kN
152.4	10~18	60~300	10~60
215.9	20~35	60~350	10~120
311.1	38~60	60~300	20~160

7.4.3.4 液动潜孔锤钻进

使用球齿冲击钻头时，按钻头直径单位长度所需压力，在中硬以上岩层中钻进宜采用0.055 kN/mm~0.20 kN/mm；采用牙轮钻头时，应选用常规回转钻进钻压的1/5~1/2；

转速一般在30 r/min~60 r/min，硬岩或强研磨性岩石，转速以30 r/min~45 r/min为宜；对于裂隙发育的岩层和软塑性岩石，转速宜选用120 r/min~170 r/min；

水力参数根据选用钻头的说明书进行选择。

7.4.3.5 气动潜孔锤钻进

a) 钻压按钻头直径单位长度压力为0.06 kN/mm~0.08 kN/mm；转速一般以20 r/min~50 r/min为宜。

b) 供气量按排渣通道的上返速度不低于15 m/s。

c) 供气压力不低于孔内最大水柱高度时的启动风压与空气潜孔锤工作风压之和。

7.4.3.6 气举反循环钻进

a) 沉没比一般应大于0.5。气水混合器以下至钻头的钻具长度一般为气水混合器沉没深度的2倍~5倍；

b) 供气压力一般在0.6 MPa以上；

c) 在气水混合比为1.4~1.7, 流体上返速度为3 m/s~4 m/s时, 气举反循环达到最佳排渣效果, 一般供气量 $\geq 6 \text{ m}^3/\text{min}$;

d) 钻压按钻头直径单位长度的压力为0.06 kN/mm~0.12 kN/mm; 转速一般为40 r/min~80 r/min。

7.4.3.7 喷射钻进

泵压一般不低于13 MPa; 转速根据的使用钻头确定; 水力参数应满足钻头喷嘴的喷射速度达到100 m/s以上。

7.4.4 钻进操作要求

7.4.4.1 钻进使用钻挺加压时, 钻挺总重量按所需钻压值的1.3倍估算。使用顶驱加压时, 应综合考虑顶驱下压力和井底钻具重量, 避免超压。

7.4.4.2 钻头的类型和尺寸应与所钻地层、孔径相适应。下钻前应检查钻头水眼畅通情况和钻头磨损情况, 不得使用不符合要求的钻头。PDC新钻头应先磨合钻进0.5 m (牙轮新钻头磨合0.5小时)左右, 再逐渐增加到设计钻压。当钻速下降, 应提钻检查。钻头提出后应进行分析、测量, 如果非正常磨损严重则该型钻头不适应所钻地层, 应进行更换。

7.4.4.3 接钻杆下放钻具前, 应先开泵, 缓慢转动钻具, 再下放钻具到井底, 逐渐加压钻进。下钻应平稳, 遇阻不得猛墩、硬压。

7.4.4.4 保持钻井液性能良好, 使孔内清洁、孔壁稳定, 防止卡、埋钻事故发生。

7.4.4.5 正常钻进中要求操作平稳, 均匀给进, 不得猛放猛压。注意钻具扭矩变化, 如有异常, 随时调整钻进参数。同时, 要确保钻井液排量满足要求。

7.4.4.6 钻遇泥岩井段时, 若钻速下降明显, 可适当提高钻压, 降低转速; 若钻遇硬夹层发生轻微憋钻现象时, 可适当降低钻压, 同时降低钻速, 等钻穿后再采用正常参数钻进; 钻进卵砾石、破碎带时, 应调整钻压, 适当降低转速, 防止钻头在井底跳动, 剧烈震动和憋车。

7.4.4.7 液(气)动潜孔锤钻进加接钻杆时, 应注意检查被加接钻杆内有无堵塞物。下钻前, 应在地表做液(气)动潜孔锤启动试验, 检查冲击器是否工作、卡钎套是否牢固等, 正常后方可下钻。

7.4.4.8 液(气)动潜孔锤每次下钻, 不得将钻具直接下到孔底, 当钻具距孔底0.5 m左右时, 即开始送水(气), 待水(气)畅通后, 方可慢速回转并下降钻具。当钻头接触孔底后, 潜孔锤(冲击器)应立即启动冲击, 如不冲击, 可上下窜动钻具, 确认潜孔锤(冲击器)工作正常后, 再将钻进参数调整至正常值进行钻进。

7.4.4.9 液(气)动潜孔锤钻进时, 发现憋泵、潜孔锤停止冲击, 经上下窜动钻具、调整泵量(气量)无效时, 应提钻检查。

7.4.4.10 液(气)动潜孔锤钻进时应随时注意观察泵(气)压变化情况。压力突然下降, 是钻杆、冲击器活塞、钻头折断或接头漏水(气), 应提出钻具进行检查修理; 压力突然增加, 是由于孔内坍塌掉块或岩粉过多, 应停止钻进, 上下活动钻具, 大泵(气)量冲孔排粉。

7.4.4.11 采用喷射钻进时, 钻头不得滞留在一个位置进行大泵量循环钻井液。

7.5 定向井钻进

7.5.1 设计原则

7.5.1.1 设计前提

- a) 城镇地区施工, 地热井钻进受地面建筑物和设施影响;
- b) 地质构造特点采用直井不能有效开发地下热储层;
- c) 同一个井场有两口以上抽采井和回灌井, 需要加大井段采灌距离;
- d) 施工遇到井下事故无法处理或者不易处理; 井喷难以控制需要打救援井等;
- e) 为节约用地、减少地面管线布置, 按井工厂要求设计定向井。

7.5.1.2 设计要求。

- a) 定向井轨迹应考虑实现本井的目的, 有利于采热、回灌和维修;
- b) 定向井轨迹尽可能选择简单的轨迹、以减小井眼曲率, 设计尽量选择在二维空间;
- c) 大斜度井、侧钻井井身轨迹宜选择由垂直段、全增斜段组成的二段制轨道;
- d) 较深的定向井井身轨迹宜选择由垂直段、增斜段、稳斜段组成的三段制轨道;

e) 热储埋藏深、地层条件较复杂区域井身, 可选择垂直段、增斜段、稳斜段、降斜段、垂直段组成的五段制“S”型轨道。

7.5.1.3 利用地层的各向异性、地层倾角、地层走向的自然造斜规律, 进行井口、井底、井斜角、方位角、造斜率等设计。

7.5.1.4 造斜段应选择在硬度适中、较稳定的地层中, 避免选择在破碎带和其他易膨胀、坍塌的复杂地层中, 造斜点距离上层套管鞋应大于 50m。

7.5.1.5 减小最大井斜角, 以便减小钻进难度; 常规定向井井斜角一般控制在 15° ~ 45° 。

7.5.1.6 在选择井眼曲率时, 应视造斜工具的造斜能力, 尽量减小起下钻、下套管的难度, 缩短造斜段长度。一般要求增斜率在 $3^{\circ}/30\text{m}$ 左右, 降斜率在 $1.5^{\circ}/30\text{m}$ 左右。

7.5.1.7 造斜井段应尽量保持均匀造斜率, 避免急弯; 设计中尽量缩短井身总长度。

7.5.2 定向井钻具和仪器

7.5.2.1 常用定向造斜钻具组合为:

钻头+井下马达(螺杆、涡轮)+弯接头+无磁钻铤+钢钻铤+钻杆。建议采用自带弯接头的井底马达, 弯接头曲度宜 1.5° ~ 2.5° 。

7.5.2.2 推荐使用无线随钻测斜仪(MWD)定向。无线随钻测斜仪的最高工作温度, 根据地温梯度, 一般不低于 125°C 。

7.5.2.3 在有磁干扰的情况下(如井工厂), 宜使用陀螺定向仪。

7.5.3 直井段钻进

7.5.3.1 根据造斜点的深度、井眼尺寸合理选择钻具组合和钻井参数, 严格控制井斜角, 以减少造斜工作量。

7.5.3.2 造斜点深度小于 500m 时, 采用钟摆钻具或塔式钻具组合钻井, 严格控制钻压、最大井斜角不大于 1° 。

7.5.3.3 造斜点深度 500~1000m 时, 采用塔式钻具或钟摆钻具组合, 合理选择钻井参数, 钻至离造斜点 50m 时减压吊打, 控制井斜角不大于 1.5° 。

7.5.3.4 造斜点深度大于 1000m 时, 采用塔式钻具或者刚性满眼钻具组合。扶正器和钻铤未进入地层前吊打 50m, 逐渐加至设计钻压, 钻至距造斜点 100m 时, 轻压吊打控制井斜角不大于 2° 。

7.5.3.5 测斜时要求两测点间的测距不大于 50m; 直井段钻完后, 采用多点测斜仪按照测距要求重新测量一次。在有磁干扰的井段使用陀螺测斜。

7.5.3.6 根据测斜数据进行井眼轨迹计算并绘制水平投影图和垂直投影图。

7.5.4 造斜施工

7.5.4.1 定向造斜钻具按照设计要求下入至预定造斜点位置。

7.5.4.2 定向造斜钻进, 要按规定加压, 均匀送钻, 以保持恒定的钻具反扭角。

7.5.4.3 根据垂直井段、井斜、方位、造斜点深度和造斜钻具组合, 以及地层影响井眼轨迹的规律, 确定定向角和反扭角。

7.5.4.4 井眼轨迹计算和作图应以多点测斜仪测取的数据为准, 并按当地的地理位置校正磁方位角。在有磁干扰的环境中, 应以陀螺测斜仪数据作为井眼轨迹计算和作图的依据。

7.5.4.5 斜井段测量井斜、方位, 两测点之间的测距不大于 30m, 重点井段应当适当加密。

7.5.5 增斜施工

7.5.5.1 按照设计钻井参数钻进, 均匀送钻, 使井眼曲率变化平缓, 轨迹圆滑。

7.5.5.2 及时测量, 随钻作图, 掌握井斜、方位变化的趋势; 如增斜率达不到设计要求时, 应及时采取下列措施。

a) 通过调整钻井参数改变增斜率, 增加钻压可使造斜率增大, 反之造斜率降低。

b) 更换钻具, 改变近钻头扶正器与上面相邻扶正器之间的距离, 改变范围 10m~30m。距离越短、增斜率越低; 反之造斜率越高。

c) 改变近钻头扶正器与上面相邻扶正器之间的钻铤刚性, 刚性越强、增斜率越低; 反之增斜率越高。

7.5.5.3 控制井斜方位角的变化措施:

- a) 应用变向器调整井眼方位, 适用于方位漂移不大、井眼规则、井径扩大率小的中硬层井段;
- b) 扭方位, 因地层因素造成方位严重漂移, 影响中靶或侵入邻井安全限定区域, 应用井下马达带弯接头等方法及时调整井眼方位。

7.5.5.4 斜井段进行设备检修, 保修时不要长时间将钻具停在一处循环或空转划眼。

7.5.6 稳斜施工

7.5.6.1 在方位漂移严重的地层钻进, 可在钻头上连续上 2~3 只扶正器 (足尺寸), 加强下部钻具组合的刚性。

7.5.6.2 因地层因素影响, 采用稳斜钻具出现降斜趋势时, 可用微增斜钻具组合稳斜。

7.5.6.3 因地层因素影响, 采用稳斜钻具出现增斜趋势时, 可用微降斜钻具组合稳斜。

a) 将近钻头扶正器与其相邻的上扶正器之间的距离增加到 5m~10m;

b) 减少钻头上第二只扶正器的外径 (欠尺寸扶正器)。如: $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头+ $\Phi 214\text{mm}$ 扶正器+短钻铤 (3m)+ $\Phi 210\text{mm}$ 扶正器+无磁钻铤单根+ $\Phi 214\text{mm}$ 扶正器。

7.5.6.4 可使用双扶正器串联起来作为近钻头扶正器, 作为更强的稳斜组合。

7.5.7 降斜施工

7.5.7.1 钻头与扶正器之间的距离应根据井斜角的大小和要求的降斜率来确定, 降斜钻具组合中扶正器的外径可以较增斜、稳斜钻具组合中扶正器外径稍小些。

7.5.7.2 降斜段宜简化下部钻具组合, 减少钻铤和扶正器的数量, 甚至可以用加重钻杆代替钻铤。

7.5.7.3 施工中应注意保持小钻压和较低转速。

7.5.8 施工措施

7.5.8.1 井下马达下井前应在井口进行试运转, 工作正常方可下井。

7.5.8.2 造斜钻具下井前应按规定扭矩紧扣, 遇阻应起钻通井, 不得硬压或划眼。

7.5.8.3 钻进过程中应实时了解轨迹的变化情况, 采用适宜的造斜钻具或钻具组合, 使井眼符合设计轨迹。

7.5.8.4 直井段应严格控制井斜。应尽量减少定向造斜段的方位偏差, 发现偏差应及时扭方位。

7.5.8.5 应尽量减少钻具与井壁之间的摩擦力, 宜加入润滑剂提高润滑性。下套管及测井前, 应加入 1.5%~2% 的固体润滑剂。

7.5.8.6 在井眼曲率大的井段, 应定期下入键槽破坏器处理, 保持井壁光滑; 认真记录起下钻遇阻遇卡位置, 结合测斜、判断键槽位置, 提前处理。

7.5.8.7 钻具组合变换时, 应严格控制下放速度, 遇阻不硬压。用刚性小的钻具钻出的井眼, 更换刚性强的钻具组合以前, 应先用刚性适中的钻具通井扫孔。

7.5.8.8 控制钻井液性能, 提高动切力, 增强携带岩屑能力, 保持井眼干净。

7.5.8.9 应配有振动筛、除砂器、除泥器等 3 级以上净化装置, 使钻井液含砂量小于 0.5%。

7.5.8.10 丛式井工厂、绕障井应根据邻井和设计井眼轴线的相对位置, 及时进行最近距离扫描跟踪, 并作出防碰图。

7.5.8.11 使用的钻具应比相同井深的常规直井使用的钻具强度高; 使用 PDC 钻头或其他高效能钻头钻井, 每钻进 300m (斜井段) 应进行一次提、下钻。

7.5.8.12 钻具及配合接头等下井前应检查通孔直径和有无杂物, 保证测斜仪器能顺利下入。

7.6 水平对接换热井钻进

7.6.1 设计原则

7.6.1.1 设计前提

- a) 在地下水保护等地热水限采、禁采区;
- b) 含水较少或不含水的中深层热储开发;
- c) 地下水矿化度高或利用地下水不经济的中深层热储;

- d) 地下水回灌困难的中深层热储;
- e) 可充分利用的高地温梯度和高地温热储层地区。

7.6.1.2 水平对接换热井一般设计成由一口水平换热井与一口对接换热井组合的型式,在地面条件允许情况下也可设计成多口水平换热井与一口对接换热井组合。

7.6.1.3 对接方式主要有裸眼对接、玻璃钢管对接、对接换热井扩大水泥造壁对接、水平钢管穿越对接换热井钢管对接等结构。对接点一般设计在对接换热井直井层段。

7.6.1.4 为确保水平换热井着陆后留有足够的距离调整空间姿态对接,着陆后距离对接不足300m,可以采取“水平对接换热井负位移完井”“水平对接换热井双井位移完井”的方案。

采用“水平对接换热井负位移完井”方案时,负位移段宜设计在水平换热井水平段以上。采用“水平对接换热井双井位移完井”方案时,将对接换热井设计为定向井,对接点选择为降斜直井段。

7.6.1.5 水平换热井的轨迹设计应根据井口距离、对接点深度、地层岩性条件等确定,尽量选择在二维空间,宜选择由直井段、全增斜段、水平段组成的三段制轨道。全增斜段宜选择均匀增斜的1/4圆弧轨道。

7.6.1.6 水平换热井造斜点的位置不宜设计过高,避免着陆时消耗过多的水平距离。

7.6.1.7 造斜点应选择在硬度适中、稳定的地层中,避免选择在破碎、膨胀、坍塌的复杂地层中。

7.6.1.8 水平换热井造斜段应保持均匀造斜率、避免急弯;井眼曲率在 $6^{\circ}\sim 9^{\circ}/30\text{m}$ 为宜,一般不超过 $11^{\circ}/30\text{m}$,以免下入套管造成困难。

7.6.1.9 根据地层情况,水平换热井水平换热段,可以设计为全封闭钢管、割缝花管、裸眼等方式取热完井。

7.6.2 水平换热井钻具和仪器

7.6.2.1 水平换热井常用钻具组合:钻头+井下马达(自带 $1.25^{\circ}\sim 2^{\circ}$ 弯接头)+无磁钻铤+钢钻铤+钻杆,或钻头+井下马达(自带 $1.25^{\circ}\sim 2^{\circ}$ 弯接头)+无磁承压钻杆+加重钻杆+普通钻杆。

7.6.1.2 推荐使用无线随钻测斜仪(MWD)定向和水平段钻进;长水平井段建议用旋转导向系统(SRD)。

7.6.1.3 在有磁干扰的情况下,宜使用陀螺定向作为直接定向。

7.6.1.4 对接连通使用旋转磁铁测距系统RMRS,或远距离穿针装备DRMTS。

7.6.2 对接换热井施工

7.6.2.1 要用多种方法准确把握对接点地层岩性,必要时进行取芯。获取对接点地层岩性、含水性、孔隙度、岩石力学强度等参数,取芯长度根据需要确定。

7.6.2.2 对接点位置应根据岩性的结果进行调整,保证对接点选择在目的热储层的中部,位于非含水层(或隔水层)中,避开断层、裂隙等构造带。

7.6.3 水平换热井施工

7.6.3.1 根据钻井工程设计,及时作出全井眼轨迹预测,依据目标靶区的垂直井深,选择合适造斜点位置。

7.6.3.2 在定向扭方位的钻进过程中,每10m测一点,全角变化率 $\leq 9^{\circ}/30\text{m}$,尽量减少滑动钻进,使剖面轨迹平滑,防止局部狗腿过大,控制好井眼曲率不超过设计范围。随时对比分析实钻井眼轨迹与设计轨迹的偏差,预测下部井段所需的造斜率。

7.6.3.3 测斜间距不超过20m。

7.6.3.4 在施工过程中,根据入靶垂深,确定轨迹控制思路;在开始造斜时提前调整好方位。

7.6.3.5 对接换热井仪器接收到磁信号时,控制水平换热井水平段空间姿态,稳定轨迹对接。

7.6.4 对接连通作业

7.6.4.1 采用RMRS强磁对接仪配合MWD测斜仪进行对接连通作业。

7.6.4.2 精确测量水平换热井与对接换热井的井口坐标和井口标高,并将两口井井口坐标和高程导入统一的测量系统。

7.6.4.3 施工过程中,根据MWD测量的数据,及时对井斜和方位进行调整,争取一次对接成功。

7.6.4.4 在对接前，召开定向人员、对接人员、井队司钻协调会，统一指挥，及时沟通，防止出靶和事故。

7.6.4.5 对接换热井口加装压力控制装置（承压大于 35MPa），在对接仪器未起出时，能及时封闭井口，防止连通压力不平衡、泥浆从对接换热井涌出，造成对井壁失压坍塌。

7.6.4.6 采用洞穴对接，在对接前、钻头与对接换热井洞穴要留够安全距离（5m 以上），停钻循环，等仪器起出对接换热井，井口封闭后，方能继续钻进。

7.6.4.7 连通前，确保热对接换热井灌满泥浆，泥浆密度达到与水平换热井泥浆一致。

7.6.4.8 连通作业阶段，派专人密切监测对接换热井井口，一旦有溢流出现，及时报告当班领导和定向、对接人员，并做好随时关闭井口的准备。

7.6.4.9 连通段，井队司钻要谨慎、细心操作，同时密切观察泵压表，发现泵压有规律下降或突然下降要及时向值班领导和定向、对接人员通知。

7.6.4.10 连通段要缓慢、平稳钻进，特别是接近对接人员通知的警示点，要停钻循环，将井底沉砂提前循环干净，降低井内钻井液密度。

7.6.4.11 出现异常情况，对接换热井要立刻关闭防喷闸阀，使井底泥浆没有流窜的空间。对接换热井内连通仪器暂时不要上提，以免进一步加剧井内压力波动。

7.6.4.12 对接换热井关闭井口压力控制装置后，水平换热井继续钻进至洞穴位置，钻进时要注意轻压慢转，完钻后循环干净井底后起钻。

7.6.4.13 水平换热井停钻后，对接换热井缓慢打开压力控制装置，若无溢流出现，起出连通仪器；若有溢流，将溢出泥浆排入泥浆池，同时水平换热井补充泥浆，直至两井平衡，从对接换热井内再起出连通仪器。

7.7 井工厂平台

7.7.1 平台确定原则

为减少地热能供暖井开发的土地占用，降低地面管网等建设费用，中深层地热能供暖井开发应有秩序的采取井工厂形式进行开发。井工厂平台的确定，一般应满足地层取热设计、钻完井工艺需要以及安全环保要求。

7.7.2 布置要求

a) 应根据待钻井靶点坐标、最大位移，结合地理条件选定井工厂平台位置。

b) 平台井口与靶点的对应分配关系应以平台内各井的水平位移之和最小，并避免方位线相互交叉。

c) 平台位置应兼顾多靶点井（包括定向井、水平井等）。多靶点井和单靶点井组成的平台应以满足多靶点井为前提，适当考虑单靶点井的施工难度来确定平台位置。

d) 平台内各井口布局方式，应根据方便钻机运移方式为原则优先布置成直线型，井口间距离宜不小于 5m。平台内井的造斜点深度越深，井口距宜越大。

e) 井口应从平台中心位置展开。在有直井的情况下，应将其中的直井井口固定下来，展开的方向除了遵循钻机大门朝向的有关规定外，还要兼顾考虑靶点位置。

f) 井口展布还应考虑多靶点井优化井眼轨迹的需要，必要时、应通过调整井口距和展布方向，使多靶点井靶前位移和需要调整方位的工作量对施工的影响达到最小。

g) 井口布局确定后，应将井口及其对应的靶点和施工顺序通知有关单位备案。

7.7.3 井眼防碰设计

7.7.3.1 设计要求

a) 设计前应收集地质设计和邻井相关数据。邻井数据包括：井身结构、实测井口坐标、轨迹数据、测量方式、测量时间、当时磁偏角、深度基准等，对轨迹数据缺失的井应使用陀螺测斜仪复测。

b) 根据井口坐标和靶点坐标进行整体优化设计，对所有井均应进行防碰扫描，扫描方法宜采用最近距离扫描法。设计分离系数应大于 1.5 或理论井眼间距大于 15m。

c) 邻井造斜点深度差宜大于 30m。

d) 钻井工程施工设计书应提示邻井井身结构、井口坐标、地面海拔、钻机补芯高、井眼轨迹和防碰扫描的数据和图表，并做出防碰施工提示。

7.7.3.2 施工顺序要求

- a) 位移大的井宜布置在外侧，位移小的井布置在内侧，并根据井眼方位依次布井。
- b) 造斜点浅的井宜布置在外侧，造斜点深的井宜布置在内侧。
- c) 造斜率高的井宜布置在外侧，造斜率低的井宜布置在内侧。
- d) 钻井顺序宜先钻外排井，后钻内排井。
- e) 钻井顺序应考虑大门方向以顺时针或逆时针方向依次施工。

7.7.4 防碰要求

7.7.4.1 施工准备

- a) 应对邻井数据进行数据复核，包括井口坐标、深度基准、测量仪器类型、地磁参数等。
- b) 应配备能够监测磁场强度的测量仪器或陀螺测斜仪。
- c) 针对复核的数据进行防碰扫描，计算分力系数，确定防碰井段，告知相关方执行 3.2 的要求，并应做好井眼相碰后的应急处置预案。
- d) 应及时绘制 1:100 防碰图。

7.7.4.2 施工要求

- a) 应使用牙轮钻头。
- b) 在钻井液槽放置磁铁，安排专人坐岗观察返出物情况。
- c) 进行岩屑录井，每 1m 捞砂一次，并保留对比水泥含量。

7.7.4.3 技术要求

- a) 起钻时应投测多点测量仪。测读数据时，须查看磁参数是否正常；有磁干扰的井段，应该用陀螺测斜仪重新测斜。
- b) 当出现磁干扰时，采用陀螺测斜仪或使用重力高边进行定向施工。
- c) 防碰井段测点间距不大于 10m，每测一点都要做防碰扫描，并实时绘制防碰扫描图。扫描方法宜采用最近距离扫描法。
- d) 防碰井段须做好轨迹预算，预算井段不小于 30m。
- e) 根据随钻防碰扫描计算结果，当分离系数小于或等于 1.5 时，重新修正井眼轨道设计，以满足防碰要求。

7.7.4.4 邻井相碰征兆

- a) MWD 测量的当地磁场强度值超出正常值 $\pm 2\%$ 。
- b) 返出岩屑中含有水泥或铁屑。
- c) 钻具短暂放空。
- d) 钻速突然变慢。
- e) 泵压、扭矩变化异常，钻具蹩跳严重。

出现上述现象之一应停钻，将钻具提离井底 5m 以上，分析确定原因，制定防碰措施。

7.8 相关工程要求

7.8.1 井控要求

7.8.1.1 按以下标准划分为一、二级井控风险。

一级风险井：含浅层天然气、有毒有害气体（CO₂、H₂S等）、蒸汽和地下水温度超过120℃的地热能井。

二级风险井：地质资料清楚，无浅层天然气、有毒有害气体（CO₂、H₂S等）、蒸汽及地下水温度低于120℃的地热能井。

7.8.1.2 一级风险井应安装防喷器，压力等级应与相应井段的最高压力相匹配，同时综合考虑套管最小抗内压强度的 80%以及地层流体性质等因素；防喷器的安装、验收与管理参照 SY/T 5964 标准的相关规定执行。

7.8.1.3 二级风险井应按具体的钻井设计来确定是否安装液压防喷器。如不安装防喷器应储备足够量的加重泥浆材料。

7.8.1.4 发生井喷事故或者井喷失控时，应坚持“以人为本、统一指挥、反应灵敏、措施得力、分工协作”的原则。

7.8.1.4 应迅速成立现场抢险指挥组，根据失控状况制定抢险方案，统一指挥、组织和协调抢险工作，根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

7.8.1.5 在处置井喷事故过程中，应防止出现次生环境生态事故。

7.8.1.6 发生溢流的处理与压井作业应遵照相关标准规定执行。

7.8.2 高温地热能钻井要求

7.8.2.1 应安装钻井液冷却装置及井控装置。

7.8.2.2 依据地质条件合理选择钻井液类型、抗高温处理剂、耐高温钻头等。用 API 推荐的高温高压滤失仪及测试方法测量钻井液高温高压滤失量。

7.8.2.3 注意人身安全，防止人员烫伤。

7.8.2.4 在钻头之上和主动钻杆之下各安装一个单向阀。

8 完井工艺技术

8.1 基本原则

8.1.1 完井方式根据取热要求、开发方式、热储类型、特性和物性参数，以及完井工艺技术发展状况进行选择。

8.1.2 完井工艺应满足热储保护要求，避免和减少对地层的伤害。

8.1.3 热储和井筒之间应具优化的热交换或渗流面积，以释放热储最大产能为目标，满足全生命周期的生产、增产要求。

8.1.4 完井方式应满足后期井下修井作业，以及产能测试作业等技术要求。

8.1.5 对于出砂类易出砂采灌型热储，应有效控制出砂，防止井壁坍塌及岩层挤毁套管，确保地热能井长期生产。

8.1.6 完井工艺应安全经济、高效稳定可靠、综合效益好、以及符合环境保护要求。

8.2 基础资料

8.2.1 热储特征、类型，流体渗流特征、成分、流量，以及温度场、完井系统压力等情况。

8.2.2 相邻区钻完井情况与改造、评价措施等工程资料。

8.2.3 相邻井同层系的产能数据与分析等开发资料。

8.3 热储套管

热储套管尺寸的选定要从完井工艺、抽水与换热试验工艺、增产措施和套管节点性分析等方面综合考虑确定热储套管尺寸、强度及材质。同时热储套管的选用应符合 SY/T6268 和 SY/T5724 的有关规定。

8.4 采灌井完井工艺

8.4.1 基本要求：根据地层条件、热储类型、开发方案、采灌井型、经济效益等因素优化选择抽采与回灌或采灌结合的完井方式。

8.4.2 完井方式 一般选择见表 8-1。

8.4.3 完井技术要求

8.4.3.1 抽采井表层套管直径应满足下入开采泵的要求，深度应满足开采量和开采期内相应的动压力的要求，一般不少于 400m。同时，深度还应满足保护浅层饮用地下水的要求。

8.4.3.2 裂隙型地层一般套管下至热储层顶部。全井下管时，应在底部留 30m~50m 沉淀管。

8.4.3.3 下入滤水管护壁地层，滤水管长度依据测井分析界定，一般应小于开采层（回灌层）厚度，安放位置应与开采层（回灌层）位置一致。

8.4.3.4 热储层水泥固井完井或废弃油气井改地热能井，应根据热储层测井分析，选择层段射孔作业，长度一般不小于 80m（因井而议）；并适当进行压裂增产改造。

8.4.4 滤水管及防砂工艺

8.4.4.1 热储滤水管参数的确定原则是能够防排（砂）结合，同时保持较高的采液强度，通常根据热储特性、流体性质、砂样分析、出砂情况、生产要求确定合适的滤水管类型及性能参数。

表8-1 采灌井完井方式

热储类型	地质条件	井深结构	推荐完井方式
孔隙型（砂岩等）	胶结疏松、孔隙度大、易出砂，无复杂水、气、油关等关系的单一储层	二开井身结构；一开水泥返高至地面	滤水管完井
	胶结疏松，孔隙度大，易出砂，储层水、气等关系复杂		管外封隔器+滤水管分段完井
裂隙、裂缝型（灰岩等）	岩性欠致密，井壁欠稳定	三开井身结构；一、二开水泥返高至地面	滤水管完井
	岩性致密，井壁稳定，不易出砂		裸眼完井

8.4.4.2 滤水管选择套管包网缠丝的双层滤水管；基岩稳定不出砂也可直接将打孔、割缝的石油套管作为滤水管；稳定的碳酸盐岩溶热储层段可裸眼成井。

8.4.4.3 热储滤水管根据地层出砂大小等实际情况，选择套管钻孔镀锌铁丝缠绕或预制梯形丝滤水管。常用规格见表 8-2。

表8-2 常用镀锌缠丝包网、预制梯形丝钻孔滤水管

套管 (mm)	材质	孔径 (mm)	布局	透水率 (%)	孔数 (孔/米)	梯形丝 缝隙 (mm)	不锈钢滤网 (304 型/目)
140*7.72	J55	16	梅花状交错排列	8	175	0.5-0.6	80-100
180*8.05	J55	16	梅花状交错排列	8	222	0.5-0.6	80-100
194*8.33	J55	16	梅花状交错排列	8	242	0.5-0.6	80-100
245*8.94	J55	16	梅花状交错排列	8	306	0.5-0.6	80-100
备 注	1.钻孔筛管包 80-100 目不锈钢丝网布，外加 6-8 根钢筋支撑、缠整根镀锌铁丝； 2.梯形丝与龙骨架钢筋分层焊接，材质分为碳钢镀锌与不锈钢。						

8.4.5 热储保护要求

8.4.5.1 钻井时，采用欠平衡钻井、屏蔽暂堵技术等技术保护热储，API 滤失量≤5ml。

8.4.5.2 投产时，应根据热储实际情况及热储敏感性评价结果选择伤害低的入井液及完井液体系。

8.4.6 洗井

8.4.6.1 应根据地热井类型、水文地质条件、成井工艺、钻井液类型及井管、滤水管的材质、强度等确定洗井方法和洗井时间。

8.4.6.2 常用洗井方法有：活塞洗井、潜水泵洗井、高压喷射洗井、空压机气举洗井，液态二氧化碳洗井、爆破扩裂洗井、以及配方强酸洗等。

8.4.6.3 孔隙型滤水管采灌井宜采用高压喷射洗井、空压机气举洗井。滤水管井段自深到浅逐段高压喷射完毕；热储层出现井漏，以及裂隙基岩热储井型，可进行空压机气举洗井，风管长度根据井深、水位情况，选择一般不小于 400m 长。

8.4.6.4 碳酸盐岩类裸眼完井热储段，宜采用低浓度强酸配方洗井，增加产能。

8.4.6.5 不同与相同的井中，根据情况采用多种联合洗井方法，参照表 8-3。

表 8-3 洗井方法参考选择

含水层类型	洗井方法
基岩下滤水管含水层	1. 高压喷射洗井、潜水泵洗井、活塞洗井 2. 液态二氧化碳洗井 3. 空压机震荡气举抽水洗井、排渣
碳酸盐基岩含水层	1. 低浓度强酸洗井 2. 液态二氧化碳压酸洗井 3. 空压机洗井、排渣
一般基岩裸井含水层	1. 爆破扩裂洗井 2. 液态二氧化碳洗井 3. 空压机震荡气举抽水洗井、排渣

8.4.6.6 洗井要求做到水基本透明无色、无沉沙；出水量和水温稳连续三次监测数值变化在 10% 内，方可停洗。

8.4.7 完井产能测试

8.4.7.1 完井后应进行产能测试。完井产能测试包括抽水试验（降压试验、放喷试验）、流量测井和回灌试验等。各类采、灌井都应进行测试，通过测试取得地热流体压力、产能、温度变化等参数。

8.4.7.2 抽水试验应按 GB/T 11615、DZ/T 0148 和 GB 50027 执行。温度超过 50℃时应采用高温潜水泵。抽水设备安装应按照相关使用说明书进行。

8.4.7.3 水样采集、化验与保存执行 GB/T 11615、GB 50027 等的规定。地热储层含有其他气体时（如氦气），应按照相关规定取样检测。

8.4.7.4 回灌井应采用地热移动回灌站测试回灌量大小，获得地面回灌站建设参数。回灌技术要求参照 NB/T 10099 的规定。

8.5 同轴套管换热井完井工艺

8.5.1 基本要求

8.5.1.1 同轴套管换热井表层套管下入深度主要应满足保护浅层饮用地下水的要求。

8.5.1.2 同轴套管换热井一般应全井下管。部分坚硬完整的岩层，宜裸眼完井。在条件允许时，可采取水泥封固主要热储层以外的井段来进行固井。

8.5.1.3 为有利获取一开表层段换热量，二开技术套管应挂管（表层套管）成井。

8.5.2 同轴套管结构和材质

8.5.2.1 同轴套管外管结构、材质要能实现高效热传导，同轴套管内管结构、材质要能实现高效隔热阻热。

8.5.2.2 进入同轴套管内管内的流体要尽量减少热损失，尤其在中上部管内外温差较大段，要具有较好的隔热性能，导热系数一般小于 0.02w/k.m。

8.5.2.3 材质要有一定的机械强度，能够满足自重形成的拉张力。

8.5.2.4 内外表面具有抗磨性，满足抗水流摩擦力。

8.5.2.5 抗腐蚀、抗老化性，满足不小于 30 年、并处于 100 度左右水介质中物理性能不降低。

8.5.2.6 同轴套管内管可采用单一结构或两段式结构。单一结构宜全井段采用真空保温钢管；两段式结构宜中上段采用真空保温钢管，下段采用普通钢管或改性 PE 管。

8.5.2.7 常用同轴套管内管材质性能见表 8-4。

表8-4 常用同轴套管内管材质性能

类型	直径×壁厚 mm	导热系数 W/K·m	比热容 J/kg·K	密度 g/cm ³	耐温 ℃	特点
标准PE管	110×10	0.42	2300	0.96	90	连接可靠、耐磨性好、价格便宜，但抗压性能差、不隔热，长期运行存在老化风险
改性PE管	110×10	0.2	2300	0.96	110	通过添加耐磨、耐温、增强和润滑助剂改性而成，隔热性能和耐温性有一定提高
真空保温钢管	139.7×19	石油标准 D 级 0.006~0.02	钢材 486	7.9	350	隔热效果好，油气井定型产品，但成本高，是常规PE管的数倍

8.5.3 真空保温钢管技术要求

8.5.3.1 保温要求

换热井使用真空保温钢管作为保温内管，以及采灌井使用作为表层隔热套管时，其抗内压、抗外挤和抗拉载荷等应满足注入热载体温度一般应不大于200℃的工况条件。

8.5.3.2 保温等级

真空保温钢管按其内侧壁加热至200℃温度时，所测视导热系数(ϕ)大小，分为I、II、III、IV四个等级。

表8-5 保温性能等级分类表

保温性能等级	视导热系数 W/(m·℃)
I	$0.06 < \phi < 0.08$
II	$0.04 < \phi < 0.06$
III	$0.02 < \phi < 0.04$
IV	$0.006 < \phi < 0.02$

8.5.3.3 结构尺寸

真空保温钢管主要尺寸见表8-6。

表8-6 真空保温钢管规格

规格（外径/内径） mm/mm	外管外径 mm	内管外径 mm	接箍外径 mm	连接螺纹	长度范围 mm
114/76	114.30	76.00	127.00	API偏梯形螺纹	10000-12000
127/88	127.00	88.30	141.30		
139/101	139.70	101.6	153.60		
177/124	177.80	124.26	194.46		

219/161	219.08	161.70	241.30		
244/177	244.48	177.02	270.39		
273/198	273.05	198.76	298.45		
298/224	298.45	224.42	320.42		
377/320	377.00	320.42	365.12		

8.5.3.4 材料要求

a) 管材应符合GB/T 19830(或API SPEC 5CT)的规定。为便于砂洗及抽真空,要求内、外管表面无锈蚀。

b) 真空保温钢管内管外表面和外管内表面处理后应无铁锈污物,全部见金属本色。显露喷射清理等级应不低于GB/T 8923中Sa2.5级要求。

c) 管体与接箍螺纹的加工和检测应符合GB/T 9253.2(或API SPEC5B)的要求。

d) 管体平直度应符合GB/T 19830的要求。

8.5.3.5 抗拉载荷

表8-7真空保温钢管不同下入深度抗拉载荷要求一览

规格外径/ 内径 (mm / mm)	下入深度的抗拉载荷 (kN)					
	井深 (m)					
	≥500~<1000	≥1000 ~<1500	≥1500~<2000	≥2000~<2500	≥2500~3000	≥3000~3500
114/76	430	644	859	1074	1289	1504
127/88	538	806	1075	1344	1613	1881
139/101	593	890	1186	1483	1779	2076
177/124	831	1247	1662	2078	2493	2909
219/161	1214	1822	2429	3036	3643	4250
244/177	1360	2040	2720	3400	4080	4760
273/198	1782	2673	3564	4454	5345	6236
298/224	2048	3072	4096	5120	6144	7168
377/320	1995	2993	3990	4988	/	/
备 注	螺纹连接强度的安全系数为 1.4; API 5CT 标准					

8.5.3.6 保温层要求

真空保温钢管夹空中应进行抽真空处理,并填充防辐射铝箔、无机保温材料和吸氢剂等。当真空保温管夹空真空度<0.1pa时,采用瞬时封堵焊接技术对抽气孔进行堵焊。

8.5.3.7 保温接箍接头

真空保温钢管接箍接头应采用API 5CT标准接箍或保温接箍。保温接箍应由接箍内管和接箍外管两端焊接构成,保温接箍中间填充隔热材料或进行抽真空处理。

8.5.3.8 真空保温钢管使用寿命

维修起出的真空保温钢管,其视导热系数大于 0.1W/(m·°C)时,认定为报废。

8.5.4 废弃油气井改造

根据地层、井型情况,将废弃油气井改为同轴套管换热井,要先做好技术分析,确定改造检修内容。一般应进行洗井,并对射孔段进行封堵等作业,然后下入真空保温钢管,改造井口装置,并进行换热测试后投入使用。

8.6 水平对接换热井完井工艺

8.6.1 基本要求

8.6.1.1 对接换热井可以是垂直井,也可以是定向井

8.6.1.2 对接换热井和水平换热井的表层套管下入深度均要满足保护浅层饮用地下水的要求。

8.6.2 对接井完井

8.6.2.1 为满足后期对接连通的需要，一般对接换热井应在选定的对接点深度位置下入玻璃钢套管。常用玻璃钢套管规格 $\Phi 177.8\text{mm} \times 8\text{mm}$ ，特殊加工的玻璃钢套管长度不宜低于 4m。

8.6.2.2 玻璃钢套管下入位置应根据对接点位置调整，确保对接点上下预留的玻璃钢套管长度不低于 2m。

8.6.2.3 为确保玻璃钢套管下入合适位置，要求井队准备一定数量的短钢套管。

8.6.2.4 下玻璃钢套管须使用合格的套管密封脂，紧扣时使用专用工具，防止把玻璃钢套管损坏。

8.6.2.5 要使用专门的玻璃钢套管，玻璃钢套管抗压强度不低于与其联接的钢套管抗压强度。

8.6.2.6 对接换热井固井候凝 24h~48h，对套管进行试压 10MPa，30min 压降 $\leq 0.5\text{MPa}$ 。

8.6.2.7 根据采用的对接技术，决定是否对玻璃钢套管段进行掏洞穴作业。

8.6.2.8 掏洞穴作业宜用机械式扩孔工具；掏洞穴作业，一般采用 $\Phi 350\text{mm}$ 和 $\Phi 500\text{mm}$ 掏穴钻头分二级进行掏穴施工，最终使洞穴位置井径达到 $\Phi 500\text{mm}$ ，高度不低于 4m。

8.6.2.9 精确丈量套管和钻具长度，确保准确破碎玻璃钢套管而不损伤钢套管，玻璃钢套管应尽量掏完全长，不留残余。

8.6.2.10 掏穴作业完成后采用冲孔和捞沙作业，直至井底无岩屑及玻璃钢套管碎屑返出。

8.6.3 水平换热井完井

8.6.3.1 水平换热井钻进距离对接点 150m 时，对接换热井必须关闭井口安全装置，保证对接后水平换热井与对接换热井液柱比重平衡，防止突然失衡后井壁坍塌。

8.6.3.2 水平换热井二开套管应下入可钻式浮箍、浮鞋组件；并确保下入到对接点位置。

8.6.3.3 二开固井前，对接换热井井口应连接专门的高压阀门，并保持井口封闭。

8.6.3.4 固井作业时，待水泥浆开始进入水平换热井二开套管外环空位置，对接换热井井口打开高压阀门，放出一定量的泥浆，使水泥浆封闭直井玻璃钢套管上一部分井段。

8.6.4 扫水泥塞与洗井

8.6.4.1 水平换热井固井候凝结束后、扫水泥塞至对接点位置；对接换热井扫水泥塞至人工井底。

8.6.4.2 水平换热井和对接换热井必须洗井至水清砂尽。

8.7 下管技术

8.7.1 套管（井管、滤水管）下管

8.7.1.1 下入换热、采灌井内套管采用油气行业标准套管作为井管，按 SY/T 5724 对管柱进行受力分析。

8.7.1.2 一般井深小于 2000m 的井、套管材质选用 J55 钢级；井深 2000m~3500m 的套管材质选用 N80 钢级；腐蚀性较强的井、以及水平井等材质选用 P110 钢级。

8.7.1.3 准备措施

a) 按要求调整钻井液性能并循环，做到井内井底无沉屑，要做好通井工作，确保下管畅通无阻。

b) 应校正井深，井深允许最大误差 $\pm 1\%$ 。确定下管深度和安装位置，按下管先后次序将井管逐根丈量、排列、编号，转换接头和套管附件要提前试扣。

c) 对井管逐根通径检查，套管须将丝扣清洗干净并涂抹专门的螺纹密封脂，如有变形、损坏、滤水管缠丝错动等质量问题，必须进行修复或更换。

d) 对下管设备和工具进行检查，不符合要求的应立即进行修理、调整或更换。

e) 做好组织、分工，明确下管程序和注意事项。

8.7.1.4 方法选择

a) 应根据下管深度和重量、设备能力以及井管强度、连接方式等条件选择恰当的下管方法。

b) 下管方法主要有直接提吊法、浮力塞法和凡尔法。直接提吊法适用于井管总重小于钻井设备的安全负荷，浮力塞法和凡尔法适用于井管总重大于钻井设备的安全负荷。

c) 采用浮力塞法和凡尔法，套管要进行抗挤强度校核，安全系数要 ≥ 2 。

8.7.1.5 技术措施

- a) 下管作业应统一指挥，互相配合，操作要稳。
- b) 井管下放速度不宜过快，通过复杂地层井段时下管速度应小于0.3m/s。
- c) 下管中途遇阻时不猛墩硬提，可适当上下提动井管或接方钻杆开泵循环；仍无效时，应将井管提出，下钻通井、开泵循环，确认井内无砂桥和沉砂后可重新下管。
- d) 下管过程中发现井漏、井塌等现象，应及时提出井管；经处理，井壁稳定后重新下管。
- e) 井管连接宜采用螺纹连接方式，并按规定扭矩上紧。不建议采用焊接连接方式，确需使用焊接时，井深不宜超过1500m，要防止漏焊和砂眼。
- f) 井管下放过程中要时刻注意悬重变化，严密监控井管悬重、中途遇阻情况等，严禁吊卡离开井管接箍。
- g) 下管过程中，应适时活动井管，防止发生吸附卡钻。
- h) 井管下至井底后，应处于受拉状态；同时要核查井管的安放深度。
- i) 要确保滤水管下至所开采热储位置，一般允许深度误差为±2m。
- j) 优选、优化套管扶正器的类型和安放位置，确保套管居中度达到70%以上。

8.7.2 同轴套管换热井内管下管

8.7.2.1 真空保温钢内管

- a) 下管前仔细检查管体有无损坏、弯曲，现场运送、起吊要轻拿轻放，避免碰撞，以防变形、损坏。
- b) 起吊时，大勾必须定位，保证真空保温钢内管起吊后和井筒中心在一条垂直线上。
- c) 卸掉内螺纹保护器检查接箍密封圈和内螺纹，密封圈要装入密封槽内，紧贴按实。
- d) 吊起后，真空保温钢内管再卸掉外螺纹保护器，检查外螺纹。
- e) 在真空保温钢内管接箍螺纹上涂抹合格的高温密封脂。
- f) 真空保温钢内管下放要缓慢，认扣时缓慢转动，确定认上扣后按推荐扭矩上紧。
- g) 每30m~50m安装一组扶正器；扶正器建议采用刚性双弓弹性扶正器。
- h) 真空保温钢内管下完后，上部和井口装置连接。

8.7.2.2 改性 PE 内管

- a) 下管前检查管体有无损坏、压扁。
- b) 利用改性PE内管的浮力特性，下入起吊采用专用吊卡或夹板即可。
- c) 连接使用热熔、电热熔专用焊机，将PE内管进行热熔、电热熔连接，实现接口和管体融为一体。
- e) 每30m~50m安装一组专用塑料扶正器。
- f) 改性PE内管如与真空保温钢管连接一起下入，应采用金属连接组件进行机械连接，不宜采用螺纹连接。

8.8 固井止水

8.8.1 基本要求

- 8.8.1.1 地热能井为保护地下水，表层（一开）应采用水泥固井方法止水。
- 8.8.1.2 1000-2000m 深度的采灌井二开以后井段止水，可以采取胶塞、胶碗、胶伞等非水泥固井方法止水。
- 8.8.1.3 水泥固井施工应采用专用水泥固井车和水泥浆储罐车，保证固井时的连续性。
- 8.8.1.4 表层套管固井时，水泥浆应返至地面。技术套管固井时，优先采用全井段固井方法；采用穿鞋戴帽固井方法时，下部水泥浆返高宜大于 400m，套管重叠段水泥封固严密并试压，压力≥5Mpa，30min 压降≤0.5MPa，否则应重新进行挤水泥作业。
- 8.8.1.5 井深大于 1500m，固井水泥宜采用 G 级油井水泥。
- 8.8.1.6 表层固井水泥浆密度宜≥1.70g/cm³，其他井段固井水泥浆密度应根据地层情况确定，对上部含有易漏失层的地热井，宜采用双密度水泥浆体系。
- 8.8.1.7 套管内的水泥塞高度宜控制在 10m~30m。
- 8.8.1.8 同轴套管换热井中下部取热段，应使用高导热性（添加铁粉等）的固井水泥；对接换热井上部应使用隔热的固井水泥（发泡水泥等）。

8.8.2 技术措施

8.8.2.1 下管前,应根据固井设计,取现场水、水泥及外加剂,做水泥浆、前置液实验,达到设计要求。

8.8.2.2 固井前应有效循环钻井液,一般不少于2个循环周。

8.8.2.3 按程序注替冲洗液、隔离液、水泥浆及顶替液等,性能和量应符合固井设计要求。

8.8.2.4 注水泥作业应连续施工,并应连续监控施工情况(包括排量、压力、水泥浆密度及井口返浆等),并做好记录。

8.8.2.5 替顶替液时,应准确计量顶替量,并安排专人观察井口返出情况。

8.8.2.6 注替过程中,时刻注意泵压变化和返出情况,发现异常及时采取相应措施;注替上返速度要符合设计要求。

8.8.2.7 应采用小排量碰压,碰压附加值宜控制在3MPa~5MPa。

8.8.2.8 正常情况下,应开井敞压候凝。若浮鞋、浮箍失灵,应关井憋压候凝,管内压力宜高于管外静压力2MPa~3MPa,并派专人按要求放压。

8.8.2.9 套管候凝时间一般达到24h~48h。

8.8.3 套管试压

8.8.3.1 采用水泥车或其他专用试压设备。试压介质采用清水或管内已有的循环介质。

8.8.3.2 安装防喷器的井需要进行表层套管试压,一般在注水泥结束后24h后进行。试压标准:表层套管试压至10MPa,在30min内压降不大于0.5MPa。

8.8.3.3 技术套管试压应在注水泥浆24h~48h内进行。试压标准见表。

8.8.3.4 采灌井生产套管含滤水管,不进行试压。

表8-8 技术套管试压标准

套管直径 mm	试压压力 MPa	30min 压降 MPa
Φ177.8	12	≤0.5
Φ244.5	10	≤0.5

8.8.4 固井要求

8.8.4.1 固井质量应满足应满足钻井、采水作业及产层改造等工艺的要求。

8.8.4.2 水泥浆必须保证在井下温度和压力条件下水泥浆性能稳定,在规定的候凝期凝固并达到设计强度。

8.8.4.3 套管(不带浮箍)应安装扶正器,依据主要封固段的岩性、井径、钻井液性能及固井工艺选择扶正器的尺寸及型号、安装间距和使用数量应符合SY/T5724的相关标准。

8.9 录井要求

按中深层地热能供暖钻完井工程设计要求,进行岩屑(岩心)录井、钻时录井、钻井液录井。

8.10 测井要求

8.10.1 地热能井完钻和下套管前,一般应该进行测井。

8.10.2 测井项目根据取热要求进行选择。常用的测井项目有井深、井径、井斜(方位)、井温、电阻率、自然电位、自然伽马、补偿声波、双感应八侧向(三系孔隙井)、双感应双侧向(基岩裂隙井)等。特殊项目如地层产能测井可根据设计要求增加。

8.10.3 测井前应进行通井,通井至井底后开泵循环,使井内钻井液性能指标上下保持一致。

8.10.4 测井前应保持钻井液性能良好,井壁稳定。

8.10.5 测井探头和电缆在起下过程中要缓慢匀速,防止产生抽吸作用。

9 健康、安全与环境保护

9.1 体系要求

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

9.1.2 地热能井健康、安全与环境管理体系、组织机构、管理程序和警示标志，参照石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南 SY/T 6283 标准，以及国家能源地热行业有关标准执行。

9.1.3 钻井施工队伍应经过 HSE 体系培训，关键岗位要持证上岗。钻井队应设立 HSE 体系管理小组和健康、安全员。

9.2 健康管理要求

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

9.2.2 进入钻井作业区的人员应严格执行人身安全保护规定。

9.2.3 钻井队医疗器械和药品配置要根据钻井队所在区域的特点进行配置。

9.2.4 制定饮食管理制度。

9.2.5 对员工的身体健康进行定期体检。

9.2.6 对有毒药品及化学处理剂的管理要严格执行有关管理规定。

9.2.7 搞好生活垃圾处理，注意饮用水安全卫生，防止传染病。

9.3 安全管理要求

9.3.1 要设立安全标志牌（位置、标识等）。

9.3.2 要定期对设备进行安全检查与维护：钻井设备安装技术、正确操作和维护参照 SY/T 5526 标准执行；猫头及钢丝绳的安全技术要求参照 SY/T 6228 标准执行；井场电器安装技术要求按 SY/T 5957 标准执行。

9.3.3 开钻验收项目及要求参照 SY/T 5954 标准执行。

9.3.4 易燃易爆物品管理要求执行有关规定。

9.3.5 井场灭火器材和防火安全应遵循如下原则：

9.3.5.1 灭火器材的配备按 SY/T 6228 标准执行。

9.3.5.2 灭火器的使用方法、日期、应放位置要明确标识清楚。

9.3.6 井场动火安全要求按 SY/T 6228 标准执行。

9.3.7 现场住地安全要求

按规定配套一定数量的灭火器，配置烟火报警器；用电设备的安全装置符合规定，防火安全管理制度健全。

9.4 环境管理要求

9.4.1 钻井作业期间环境保护管理要求

9.4.1.1 依据“谁污染、谁治理”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。

9.4.1.2 废水、废钻井液要设置专门的排放坑，井场污水排放应符合 GB/T 8978 的规定。

9.4.1.3 钻屑、废料要分别集中存放和处理。

9.4.1.4 钻井液处理剂要集中堆放，并有“上盖下垫”的防护措施。

9.4.1.5 制定落实保护地下水源的技术措施。

9.4.2 钻完井作业后环境管理要求

完井后井场要做到“工完、料净、井场清”，做好生态地貌恢复工作。

9.4.3 营地环境保护要求

营地应保持清洁、平整、无杂物。

10 钻完井验收与交接

10.1 钻前验收

- 10.1.1 钻前验收内容包括井场布置、设备安装、钻完井工程准备、绿色施工要求、生态环境保护检查等。
- 10.1.2 对钻塔、所有机械设备、安全设施、钻井液循环系统等安装质量进行全面检查验收，并进行试车运转，发现问题后，应及时整修和处理。
- 10.1.3 开钻验收项目参照 SY/T 5954《开钻前验收项目及要求》的规定执行，不符合的应限期整改，经整改达到规定标准后才能开钻。
- 10.1.4 经检查验收合格后，验收需要填写“钻前工程验收书”。井队凭验收合格后的“开钻通知书”方可进行钻井施工。

10.2 质量验收

10.2.1 钻井深度

钻达设计井深或者完钻要求井深。水井、石油系列钻机，以转盘面至井底；车载钻机，以井口夹持器面至井底，钻具经过校核实长后为准的钻井深度。

10.2.2 垂直井井身质量

10.2.2.1 一般垂直井最大井斜角和最大水平位移评价指标见表 10-1，对有特殊要求的井或井段，要在设计中说明、以设计要求为准。

表10-1 直井井身质量评价指标

井深 (m)	最大井斜角 (°)		井底最大水平位移 (m)	
	优质	合格	优质	合格
≤1000~2500	≤3	≤5	≤40	≤80
≤2500~3500	≤5	≤7	≤70	≤120

10.2.2.2 断层井，以及距断层线 200m 以内、地层倾角 30°以上的井，合格井井斜标准在表 9-1 的基础上再放宽 2°，优质井井斜标准放宽 1°；井底位移，优质井和合格井各增加 10m 位移。

10.2.2.3 垂直井最大全角变化率评价指标见表 10-2，如有连续三个计算点超过表中数值，则为不合格井。

表10-2 垂直井最大全角变化率评价指标

井深 (m)	井段 (m)		
	≤1000~2000	≤2000~3000	≤3000~3500
≤1000~2000	≤2.25°		
≤2000~3000	≤2.00°	≤2.50°	
≤3000~3500	≤1.75°	≤2.25°	≤2.75°

10.2.2.4 全角变化率以电测井斜、方位的资料为计算依据，每 30m 计算一点。水平位移和全角变化率计算方法参照 SY/T 5088-2017《钻井井身质量控制规范》的相关要求。

10.2.2.4 垂直井井径扩大率评价指标

优质井：目的层井段平均井径扩大率不大于15%；非目的层井段平均井径扩大率不大于30%。
合格井：目的层井段平均井径扩大率不大于25%；非目的层井段平均井径扩大率不大于50%。
井径扩大率一般以加权平均法计算。

10.2.3 定向井井身质量

10.2.3.1 定向井靶区半径评价指标见表 10-3。

表10-3 定向井靶区半径评价指标

井深	井 段 (m)
----	---------

(m)	≤1000	≤2500	≤3500
靶区	优质≤15	优质≤20	优质≤30
半径(m)	合格≤25	合格≤30	合格≤40

10.2.3.2 定向井数据采集间隔，直井段和稳斜段不大于 100m；造斜段和扭方位段不大于 30m。

10.2.3.3 定向井狗腿度，直井段和稳斜段不大于 3°/30m；造斜和扭方位井段不大于 5°/30m。

10.2.3.4 定向井径扩大率评价指标

优质井：目的层井段平均井径扩大率不大于25%；非目的层井段平均井径扩大率不大于40%。

合格井：目的层井段平均井径扩大率不大于30%；非目的层井段平均井径扩大率不大于50%。

10.2.3.5 井口头倾斜角不大于 0.5°。

10.2.4 水平井井身质量

10.2.4.1 全角变化率，直井段不大于 3°/30m，长半径水平井造斜和扭方位井段不大于 6°/30m，连续三个测点的全角变化率不大于上述规定数值。中短半径水平井造斜和扭方位井段按照钻完井工程设计要求进行控制。

10.2.4.2 数据采集间隔，直井段不大于 100m，从造斜点开始采用随钻测斜工具实时跟踪测量。

10.2.4.3 靶区纵横偏移限定值见表 10-4。

表10-4 水平井靶区纵、横偏移限定指标

水平段长 (m)	纵偏移 (m)	横偏移 (m)	热储层厚度 (m)	纵偏移 (m)
0-500	2	10	7≤	3
≤500-1000	2	15	5-7	2
≤1000	2	20	≤5	1

10.2.4.4 井口头倾斜角不大于 0.5°。

10.2.5 取芯质量

取芯收获率按照取芯长度与取芯钻井进尺比值进行计算。探采结合井取芯直径一般不小于60mm；目的层段取芯收获率，一般不低于80%；破碎地层取芯收获率要求大于50%。常规地层段取芯收获率，根据设计和层段岩性，可以进行具体要求。

10.2.6 固井质量

10.2.6.1 固井质量应达到工程设计要求。探采结合井、采灌井、换热井应满足开采需要。有射孔和压裂井下作业设计的，应能满足其作业要求。

10.2.6.2 固井位置应尽量靠近井底，表层套管、技术套管、生产套管的口袋，参考控制在 1m、1.0~1.5m 和 1.5~2.0m。

10.2.6.3 目的层底界距人工井底应不小于 40m，人工井底至套管鞋应不小于 10m。

10.2.6.4 水泥返高应超过最上一层目的层顶界以上 150m，实际封过顶界应不小于 50m，其中要求合格的水泥环段应不少于 30m，不得有窜漏现象。

10.2.6.5 固井后水泥环胶结质量以声幅曲线（CBL）为主，评价标准见表 10-5。

表10-5 固井水泥胶结质量评价指标

等级	优	合格	不合格
常规水泥	声幅值≤10%	声幅值≤30%	声幅值>30%
低密度水泥	声幅值≤20%	声幅值≤40%	声幅值>40%

10.2.6.6 声幅曲线解释的固井质量，应以优质率和合格率进行考核，具体方法如下：

a) 优质率=（优质井段段长/封固井段长度）×100%；

b) 合格率=[（合格井段段长+优良井段段长）/封固井段长度]×100%；

c) 主要目的层封固合格或全井合格率不小于60%者，解释为封固质量合格；

d) 主要目的层封固优，并且全井合格率100%者，解释为封固质量优良。

10.2.6.7 用声幅测井曲线不能明确确定时，可用变密度测井图（VDL）对照鉴定。不合格水泥环经挤水泥等补救后如能达到合格标准，可以鉴定为合格。

10.3 交接验收程序

10.3.1 建立健全钻完井工程施工监理制度，在工程施工期间，甲方要委托钻完井工程监理驻井，对工程施工全过程进行监督，落实重大技术措施和质量保证措施，协调钻井、取芯、录井、测井、测试、固井等工序衔接，协作配合。

10.3.2 交接验收程序。钻完井 7 天内，由施工单位向甲方发出待交井申请书，由甲方组织交接双方和监理人员到现场进行交接验收。

10.3.3 交接验收内容

10.3.3.1 钻井的井身质量、取芯质量和固井质量。

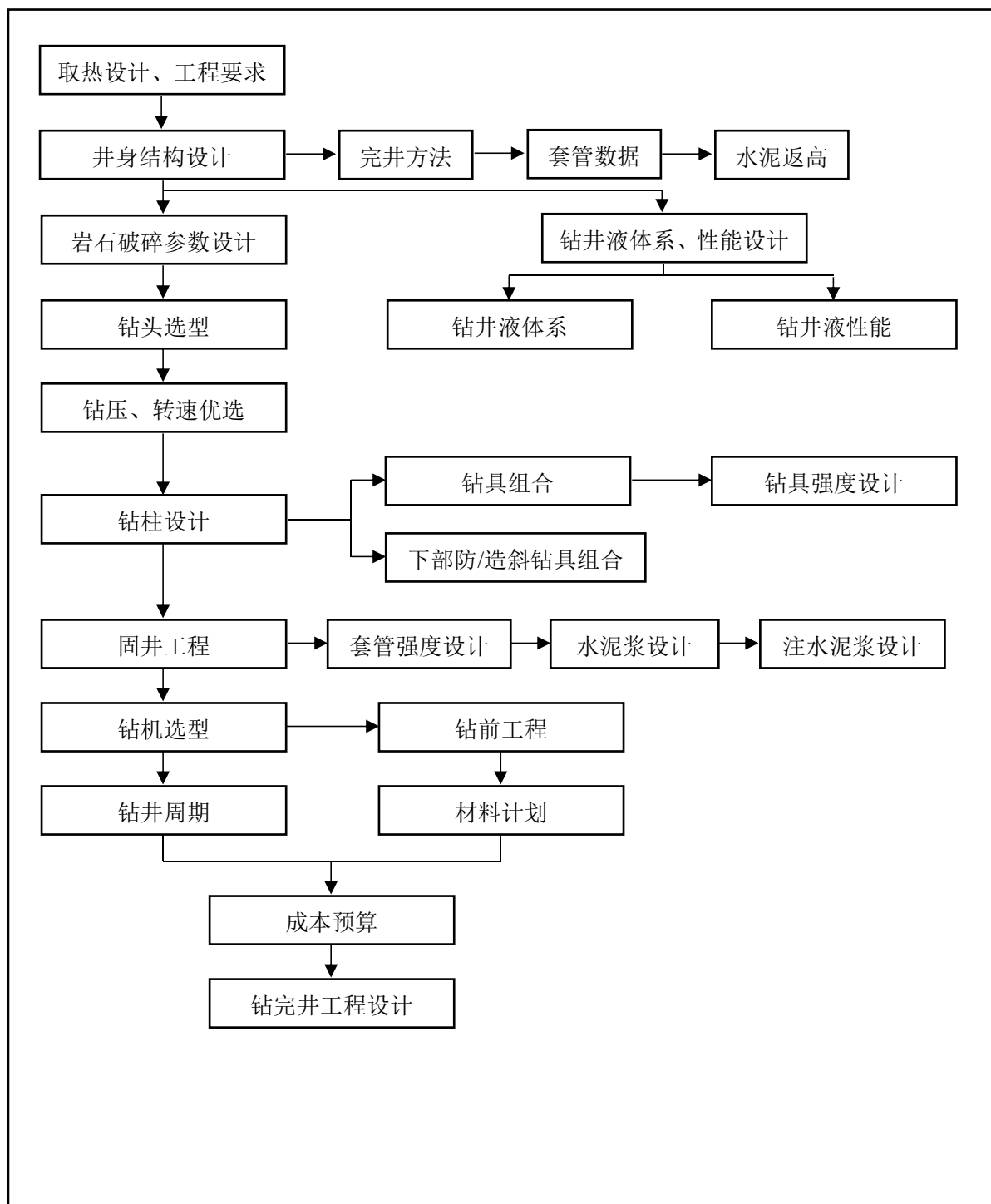
10.3.3.2 井场环保要求应满足健康、安全管理与环境保护规定的要求。

10.3.3.3 钻完井交接验收书按甲方验收项目书或行业与地方规定进行填写，交接验收。

10.3.4 资料汇交要求

资料汇交参照附录D（规范性）的要求。

附录 A
(资料性)
中深层地热能供暖钻完井工程设计流程



附 录 B
(规范性)
中深层地热能供暖钻完井工程设计书

中深层地热能供暖钻完井工程设计书的内容应包括但不限于如下的内容：

B.1 前言，应包括项目背景、设计编写依据以及钻井目的和任务等；

B.2 钻完井基本要求：包括井编号、井别、井型、井口坐标、地理位置、构造位置、设计井深、设计目的层、磁偏角、完钻层位、完钻原则要求等；

B.3 邻井（已完井）钻井情况；

B.4 地质条件、地质分层、岩性描述、地层压力预测等；

B.5 井工厂平台布置要求；

B.6 钻井设备和场地要求；

B.7 井身结构设计；

B.8 定向井、水平井的轨迹剖面设计等相关内容；

B.9 钻具组合；

B.10 钻头及钻井参数设计；

B.11 井身质量（取芯技术）要求；

B.12 钻井液设计；

B.13 地层孔隙压力、地层漏失的监测试验；

B.14 固井设计；

B.15 井控设计；

B.16 供水、供电设计；

B.17 地球物理测井和中途测试要求；

B.18 资料采集与综合录井；

B.19 完井设计（各次完钻井口装置与交付）；

B.20 弃井和报废井的处理；

B.21 安全与职业健康、质量和环境保护要求及措施；

B.22 钻完井工程技术资料要求；

B.23 施工进度计划；

B.24 成本预算。

附录 C

(资料性)

中深层地热能供暖钻完井的井别、井型划分

表 C.1 中深层地热能供暖钻完井的井别

阶段	目的	定义	井别
探查与开发阶段	探查与开采相结合	在地球物理勘探基础上，以地热田为对象，以评价地热田规模、生产能力及经济价值而钻的井。	探采结合井
开发生产阶段	生产开采	在试开采基础上，以开采地热水或热能为目的，根据开发方案，按开发井网钻的井。	采灌井 换热井

表 C.2 中深层地热能供暖钻完井的井型

分类	类型	定义	备注
井型	垂直井	指设计轨道是一条铅垂线的井，从地表垂直向下钻探的井，钻井过程中钻杆与地面始终保持垂直。	地热能开发的常规的井型
	定向井	指钻头垂直到达一定深度以后，借助特殊造斜工具，钻头沿预定的井斜和方位钻达目的地层的井。	增加热储采水；或增加回灌能力；或加长换热井段；或节约土地；具体有对接换热井等。
	水平井	指当直井段钻至一定深度以后，井斜角达到或接近90°，井身沿水平方向钻进一定长度的井。	具有水平换热井等。

附 录 D

(规范性)

中深层地热能供暖钻完井工程汇交资料

D.1 中深层地热能供暖钻完井工程设计资料

- D.1.1 钻完井工程施工设计书（开钻前送甲方）6份，电子档1份。
- D.1.2 固井工程施工设计书（固井前送甲方）2份，电子档1份。

D.2 中深层地热能供暖钻完井工程原始资料

- D.2.1 钻完井井史，原件1份，电子档1份。
- D.2.2 钻完井工程班报表，原件1份，复印件1份。
- D.2.3 钻井液班报表，原件1份，复印件1份。
- D.2.4 井下复杂情况事故报告，原件1份，复印件1份。
- D.2.5 钻时记录，原件1份，复印件1份。
- D.2.6 钻具记录，原件1份，复印件1份。
- D.2.7 测斜记录，原件1份，复印件1份。
- D.2.8 钻头记录卡片，原件1份，复印件1份。
- D.2.9 套管记录，原件1份，复印件1份。
- D.2.10 井控原始记录，原件1份，复印件1份。
- D.2.11 安全与职业健康、钻井质量、环境保护原始记录，原件1份，复印件1份。

D.3 中深层地热能供暖钻完井工程成果资料

- D.3.1 固井施工技术总结报告2份，电子档1份。
- D.3.2 取芯施工技术总结报告2份，电子档1份。
- D.3.3 钻井液技术总结报告2份，电子档1份。
- D.3.4 钻完井工程技术总结报告10份，电子档1份。包括内容有：
 - D.3.4.1 钻井地质、工程基本数据；
 - D.3.4.2 钻完井工程施工作业过程中的主要技术措施；
 - D.3.4.3 钻完井工程施工作业过程中应用的新技术新方法；
 - D.3.4.4 钻完井工程施工作业过程中成功经验，失败教训及分析。