

页岩气战略调查井钻井技术要求

Technical requirements of strategic survey drilling
for shale gas

国土资源部油气资源战略研究中心

二〇一〇年三月

目 录

1. 钻井地质设计内容.....	1
2. 钻井地质技术要求.....	1
3. 钻井设计内容.....	5
4. 钻井工程设计的依据和标准.....	6
5. 钻井主要设备.....	6
6. 井身结构设计.....	7
7. 井身质量要求.....	7
8. 钻具组合.....	8
9. 钻井液要求.....	8
10. 钻头及钻井参数.....	9
11. 地层孔隙压力监测及地层漏失试验.....	10
12. 目的层保护技术要求.....	10
13. 取芯作业技术要求.....	11
14. 固井技术要求.....	12
15. 施工重点技术要求.....	14
16. 复杂预防及处理技术措施.....	14
17. 井口装置要求.....	16
18. 完井要求.....	17
19. 健康、安全与环境管理要求.....	17
20. 钻井工程资料要求.....	19

页岩气战略调查井钻井技术要求

1 钻井地质设计内容

1.1 地理及自然环境状况描述

1.2 地质基本数据

1.2.1 井号

1.2.2 井别

1.2.3 井型

1.2.4 井位坐标

1.2.5 地理位置

1.2.6 构造位置

1.2.7 设计井深

1.2.8 钻探目的

1.2.9 目的层

1.2.10 取芯层段及要求

1.2.11 完钻层位及原则

1.2.12 完井方法

1.3 构造概况描述

1.4 地层层位预测及岩性描述

1.5 取资料要求（测井、录井和取芯要求以及其他地质目的要求）

2 钻井地质技术要求

2.1 地质任务

2.1.1 获取全井段地层的地质资料和油气显示资料。

2.1.2 获取暗色泥页岩目标层系的岩芯资料、油气样品等直接资料。

2.1.3 获取钻遇地层层段的地球物理测井等间接资料。

2.1.4 通过压裂排采等技术手段，获取目标层段的天然气产能资料。

2.2 对钻井工程要求

2.2.1 通过地质录井（钻时、泥浆、岩芯、岩屑、气测、荧光、地化等录井）掌握钻遇层段的地层基本特征和油气显示情况。

2.2.2 对目标层位页岩层进行系统取芯（常规取芯、绳索取芯、密闭取芯、保压取芯等）编录，用于目标层位的吸附气解吸，以及沉积、储层、构造（岩石力学参数、古构造应力值）、有机地球化学和流体地球化学、等温吸附曲线等方面的实验分析测试研究。整个目标层段进行常规取芯、绳索取芯或密闭取芯，重点层段进行保压取芯。

2.2.3 通过全井段测井，获取所揭示地层的测井相应数据，用于分析地层的地质特征，特别是页岩的物性、有机质含量、孔渗、流体饱和度、地层和裂缝情况。

2.3 录井技术要求

2.3.1 岩屑录井

2.3.1.1 上部井段每 5m 取样一次；下部井段每 2m 取样一次；目标层段每 1m 取样一次（根据需要可加密取样）。

2.3.1.2 每次取样 2 包，每包重 500 克，一包挑样，一包保存。

2.3.1.3 在录井过程中按要求校正迟到时间，每 50 米校正一次，并做好记录备查，如发现迟到时间不准，应及时复测，起钻时必须按迟到时间捞完最后井深岩屑方能起钻(井喷、井漏等特殊事故发生时除外)。

2.3.1.4 为了保证岩样的代表性，在现场必须清洗干净，妥善保存，防油污；为了保证岩样描述的连续性、准确性，要求在现场选具有代表性的样品做分析。

2.3.2 钻时录井

二开后每 1m 记录一次。

2.3.3 循环观察（地质观察）

钻井遇气显示及其它地质现象时，应停钻循环，观察后效。注意观察井口槽面、池面及钻时、泥浆性能、流量变化，对显示现象、井段、起止时间一一记录清楚。

2.3.4 钻井液录井

2.3.4.1 正常钻进时，分段定时测量密度、粘度，非目的层井段每 50m 测量全套泥浆性能(相对密度、粘度、失水、含砂、切力、泥饼、PH 值)一次，目的层段每 20m 测量全套泥浆性能一次，每班进尺不足 50m 时，每班必须做一次全套性能分析。

2.3.4.2 随时观察泥浆槽、池面变化，发现异常及气浸时，应连续测量钻井液性能。发现漏失应详细记录漏失井段、漏失量等数据。

2.3.4.3 打开目的层后，每次下钻到底，每 5 min 测量密度、粘度，观察后效反应。

2.3.3 荧光录井

根据地质要求逐包进行荧光湿、干照。凡气显示层及目的层必须进行滴照，进行氯仿浸泡、对比、定级，松散岩样可采用混合样进行滴照和浸泡。

2.3.4 地化录井

目的层及目的层上下 50m，每 5m 采样分析一次，目的层段、显示层段、取芯层段加密分析，并及时解释。

2.3.5 综合录井仪录井

2.3.5.1 记录 31 条曲线

钻时曲线，甲烷、乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷、气体全量、二氧化碳含量、硫化氢、1-4 号罐钻井液量、钻井液总量、进口钻井液电阻率、出口钻井液电阻率、进口钻井液温度、出口钻井液温度、进口钻井液密度、出口钻井液密度、出口钻井液相对流量、大钩载荷、钻压、转盘转速、转盘扭矩、1 号泵冲速、2 号（或 3 号）泵冲速、立管压力、套管压力、色谱流出曲线（气体组分）、岩屑碳酸盐含量。

2.3.5.2 录取数据资料 33 项

（1）地质录井 2 项数据资料，包括泥（页）岩密度和碳酸盐岩含量。

（2）气测录井 7 项数据资料，包括深度、时间、钻时、气体含量（全量、甲烷、乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷、二氧化碳、硫化氢）、钻井液全脱气分析、含气指数、后效气测。

（3）钻井液录井 4 项数据资料，包括物理、化学性能及变化、钻井液量、迟到时间、钻井液排量。

（4）钻井工程录井 16 项数据资料，包括井深、钻具、钻头和钻进成本，井身结构、时间、钻压和大钩载荷、转盘转速、扭矩、立管压力、套管压力、泵冲速、起下钻具、井斜、套管与固井工程大事记要、井史资料。

（5）地层压力录井 4 项数据资料，包括上覆岩层压力，地层压力、地层破

裂压力、钻井液压力。

2.3.5.3 对综合录井技术要求

(1) 从 50m 至井底进行系统录井，钻遇异常显示和页岩，要求按每米 1 点测出百分含量，及时分析，当班拿出成果。

(2) 钻遇气显示时，每次起下钻后，要求测后效。

(3) 见油气水显示，要按规定取好泥浆样。

(4) 在工程参数录井中，取全各种钻井参数，并搞好压力监测，及时预告下部地层压力，调整泥浆相对密度，取好地层破裂压力资料供施工参考。

(5) 建立地层压力剖面 and 地层破裂压力剖面。

2.4 取芯要求

2.4.1 整个目标层段进行系统取芯，页岩取芯优先考虑绳索取芯，重点层段进行密闭取芯或保压取芯。

2.4.2 根据钻探情况，在预计目的层段或取芯前进行标准测井，准确确定取芯层位，达到取芯目的。

2.4.3 根据选择取芯方式配套相应的取芯设备，保证取芯设备质量可靠。

2.4.4 在取芯钻进过程中，需采取相应有效措施保证收获率，要求岩芯收获率不低于 90%，若收获率太低必须补做井壁取芯。

2.4.5 雨天岩芯不能出筒，并不得将工具提出井口。同时还须保持井眼灌满钻井液。

2.4.6 正常出筒时，岩芯要求封蜡包装，在两个小时之内出筒并取样完毕。同时要确保岩芯不与水接触。

2.4.7 岩芯出筒时，岩芯要完整清洁，保持岩心的本色和结构顺序，录井地质人员根据有关标准必须在现场及时丈量与计算收获率，及时观察描述岩芯，编录绘制岩芯地层 1/50 柱状剖面图。

2.4.8 对于密闭取芯和保压取芯方式取得的岩芯按相关标准进行岩芯收集和处理。

2.4.9 根据中间电测或完井电测后确定井壁取芯层位，结合地质资料录取要求确定取芯数量。

2.4.10 岩芯取出后，及时送到相关单位进行实验分析处理。

2.5 地球物理测井

2.5.1 测井内容

对全井段进行标准和全套测井，根据实际钻探情况研究是否需要针对目的层段增加特殊测井项目，测井内容：

地球物理测井内容

测井类别	测 井 内 容	比例尺	备 注
标准	双侧向、自然电位、自然伽玛、井径	1:500	进行横向对比及深度归一化
全 套 组 合	井径、自然电位、自然伽玛、自然伽玛能谱	1:200	反映地层岩性及沉积相特性
	数字补偿声波、补偿中子、Z—密度	1:200	反映孔隙度
	双侧向—微球、高分辨率感应	1:200	反映储层油气水情况
	六臂倾角	1:200	反映构造及沉积特征

特殊及增加	STAR-II 微电阻率及声波成像	1:200	反映岩性及其结构、构造特征, 并反映裂缝性储层
	核磁共振	1:200	评价储层的有效孔隙度、束缚流体含量、可动流体含量及孔喉结构参数等
	FMT 地层测试器	1:200	反映地层压力及储层渗透率
	交叉偶极子阵列声波成像	1:200	提供油气层改造所需的地层破裂压力等项参数
固井质量检查	CBL/VDL、CCL、自然伽马测井	1: 200	检查固井质量情况

2.5.2 测井要求

2.5.2.1 在下表层套管前必须进行标准, 下技术套管前、完钻前必须进行标准及全套测井。

2.5.2.2 每次电测, 保证前后两次电测资料重复井段不少于 50 米 (若下套管须能接上图)。

2.5.2.3 依据全套组合、微电阻率扫描成像测井及综合研究优选相关井段进行核磁共振测井。

2.5.2.4 按核磁共振测井成果优选有利井段进行电缆式动态测试测井了解地层压力及储层渗透率。

2.5.2.5 对目的层井段进行偶极子扫描成像测井。

2.5.2.6 测井施工单位要在现场提供井斜资料和标准测井图及完井电测回放 1:200 测井图件, 24 小时后提供全套测井图及初步测井解释意见。

2.5.2.7 取芯井段大于 10 米要求 1:50 的全套组合放大曲线和对比曲线。

2.5.2.8 固完技油套后, 按规定时间测固、放、磁。

2.5.2.9 每次测井在 5~7 天前由施工单位通知甲方指定测井单位, 做施工前准备, 并预报测井时间。

2.5.2.10 为保证测井工作顺利进行, 要求钻井承包商确保仪器下井畅通无阻, 安全测井。测井方应尽量满足甲方其它的合理要求共同保证各项资料的齐全、准确。

2.5.3 对测井资料解释要求

2.5.3.1 测井施工单位要选择该地区地质情况的最佳处理程序进行测井资料处理, 及时提供中途测井数字处理成果图、测井解释成果表。

2.5.3.2 完钻全套测井后, 24 小时内提供初步解释意见, 7 天内提供系统测井图, 30 天内提交达到归档标准的全部资料, 主要包括:

- (1) 综合数字处理成果图 1:200; 解释成果表。
- (2) 回放标准测井图 1:500, 并提供资料光盘。
- (3) 综合解释报告。
- (4) 特殊测井曲线图(原始图)1:200, 解释成果图、表及单项解释报告。
- (5) 固井质量图, 磁性定位图、表及解释报告。

2.5.3.3 完井 30 天后提供全部测井内容的 LA716 数据带两份及全部测井原始带和胶片。

2.5.3.4 测井施工单位要根据甲方的要求, 随时无偿提供各种测井资料, 以确保研究工作顺利进行。

2.6 地质上交资料要求

2.6.1 原始记录: 观察记录、地质原始综合记录、岩屑描述记录、取芯记录、岩

芯描述、套管数据表、井斜数据表、钻井液全套性能记录表、荧光录井班报表、数据光盘、实测迟到时间记录、岩屑录井草图、钻井地质设计书及钻井地质施工设计书。

2.6.2 地质录井完井资料

2.6.2.1 完井地质总结报告及报告附表：钻井基础数据表、录井和地球物理测井统计表、油气显示综合表、井史资料、荧光定量分析仪录井报告等。

2.6.2.2 录井综合图（1：500）。

2.6.2.3 井斜水平投影图。

2.6.2.4 数据光盘。

3 钻井设计内容

3.1 钻井工程设计的依据和标准

3.2 井眼参数

3.3 地层压力预测

3.4 钻井主要设备

3.5 井身结构设计（含井身结构设计原则、井身结构设计、井身结构图等）

3.6 井身质量要求（含井斜及方位要求、井径扩大率范围及固井质量要求等）

3.7 钻具组合（含钻具组合设计、钻具组合设计说明）

3.8 钻井液设计（含钻井液设计原则、钻井液设计要求、钻井液性能设计、钻井液类型、各井段钻井液技术措施及要求、复杂情况的预防、电测和下套管时的钻井液处理要求、防止扩径与井壁稳定的措施及钻井液材料的管理等）

3.9 钻头及钻井参数（含钻头设计、钻井参数设计、）

3.10 地层孔隙压力监测

3.11 地层漏失试验（含试漏层位、试漏程序及试漏数据采集等）

3.12 固井设计（含套管程序和水泥返高要求、套管强度校核、套管附件规范及数量、水泥及外加剂用量、各层套管固井设计、各层套管下套管技术要求）

3.13 施工重点技术要求（含各开施工重点技术要求）

3.14 井控设计

3.15 各次完钻井口装置

3.16 完井设计

3.17 钻井材料消耗及钻井进度计划（含钻井工程材料消耗计划、钻井液材料消耗计划、固井材料消耗计划、施工进度分析及施工进度图等）

3.18 健康、安全与环境管理

3.18.1 基本要求

3.18.2 健康、安全与环境管理体系要求

3.18.3 关键岗位配置要求

3.18.4 健康管理要求

3.18.5 安全管理要求（含安全标志牌的要求、设备的安全检查与维护、易燃易爆物品的管理要求、井场灭火器材和防火安全要求、井场动火安全要求及营地安全要求等）

3.18.6 环境管理要求（含钻前环境管理要求、钻井作业期间环境管理要求、钻井作业完成后环境管理要求及营地环境保护要求）

3.19 钻井工程资料要求

3.19.1 录取资料要求（含 dc 指数检测、钻井工程班报表、井斜测量记录、钻井

液录井、套管检验及丈量、套管附件检验、固井水泥浆试验、录井资料、取芯资料、测井资料、阶段小结及井史等)

3.19.2 完井上交资料要求

3.19.3 资料验收要求

4 钻井工程设计的依据和标准

4.1 《钻井地质设计书》。

4.2 石油天然气行业标准：SY/T 6199-1996《钻井设施基础技术要求》。

4.3 石油天然气行业标准：SY/T5431-1996《井身结构设计方法》。

4.4 石油天然气行业标准：SY/T5322-2000《套管柱强度设计方法》。

4.5 石油天然气行业标准：SY/T 5127-2002《井口装置和采气树规范》。

4.6 《石油与天然气钻井井控规定》。

4.7 石油天然气行业标准：SY/T 5172-1996《直井下部钻具组合设计方法》。

4.8 石油天然气行业标准：SY/T 5234-1991《喷射钻井水力参数计算方法》。

4.9 石油天然气行业标准：SY/T 5322-2000《套管柱强度设计方法》。

4.10 石油天然气行业标准：SY/T 5334-1996《套管扶正器安装间距计算方法》。

4.11 石油天然气行业标准：SY/T 5730-1995《常规注水泥作业规程》。

4.12 石油天然气行业标准：SY 5467-1992《套管柱试压规范》。

4.13 石油天然气行业标准：SY/T 5724-1995《套管串结构设计》。

4.14 油井水泥浆性能要求 SY/T 6544-2003。

5 钻井主要设备

根据钻机的有效功率、钻机处理事故的能力、井场占地面积以及所钻井深度、下套管重量等因素选用钻机及配套设备，若井深小于 2000m 可选用 ZJ20B 钻机，下表为 ZJ20B 钻机及配套设备。

序号	名称	规格型号	性能		数量	备注
			载荷 kN	功率 kW		
1	钻机	ZJ20B	1700		1 部	
2	井架	JJ170/41-K	1700		1 架	底座高≥3.6m
3	天车	TC-170	1700		1 个	
4	游车	YC-170	1700		1 个	
5	大钩	DG-200	2000		1 个	
6	水龙头	SL-160	1600		1 台	
7	绞车	JC ₂ -20		550	1 台	
8	转盘	ZP-445		735	1 台	
9	动力机	12V190B-1		735	3 台	
10	泥浆泵	3NB1000		800	2 台	
11	自动压风机	12V6.5/12		55	1 台	

	电动压风机	12V6.5/12		55	1 台	
12	发电机	8V190		300	1 台	
		12V190		500	1 台	
13	振动筛	2YZS-B		3	2 台	
14	除砂器	ZQJ254×2		55	1 台	
15	除泥器	NQJ125×8		3	1 台	
16	配液罐	20m ³			2 个	

6 井身结构设计

6.1 井身结构设计原则

6.1.1 满足压裂排采的要求。

6.1.2 满足资料录取要求。

6.1.3 满足页岩层保护需要。

6.1.4 满足安全快速钻进的要求。

6.1.5 尽可能降低钻井成本。

6.2 井身结构设计技术要求

6.2.1 为了满足压裂排采要求，考虑到工具配套、固井质量可靠和技术保障等因素，目的层生产井段及套管宜选用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 井眼下 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管固井。

6.2.2 一开前挖圆井，深度约 6m，下入导管，用砂石和水泥拌好埋封；圆井上部留长×宽×高=2×2×1.7m 的方井，用砖石砌好后抹水泥，以便安装套管头和井口装置。方井应设排水沟，保护井口装置，使操作方便。

6.2.3 表层套管主要封隔上部不稳定及易发生漏失的地层，建立井口循环，为下部钻井提供坚实井口，安装防喷器，防止二开钻遇浅层气发生井喷，确保二开安全施工的需要。

6.2.4 技术套管封固复杂地层，保证目的层段顺利钻进和下套管固井作业。

6.2.4 生产套管下至设计井深，有效封隔目的层，保证测试、压裂排采等下步作业顺利进行。

7 井身质量要求

7.1 井身质量技术指标

井身质量技术指标见下表：

井 段 (m)	最大井斜 (°)	最大全角变化率 (°/25m)	水平位移 (m)	井径扩大率不大于 (%)
0~1000	2	$\leq 1^{\circ}25'$	≤ 20	15
1000~2000	3	$\leq 1^{\circ}25'$	≤ 50	15
2000~3000	3	$\leq 2^{\circ}10'$	≤ 80	15

7.2 井身质量要求

7.2.1 井身质量按标准 SY 5251-91 《石油天然气探井井身质量标准》执行。

7.2.2 井斜、井径以完井电测数据为准，按每 25m 计算一点，全角变化率、水平位移和油层段平均井径扩大率按 SY 5251-91《石油天然气探井井身质量标准》中相关公式计算。

7.2.3 井斜和全角变化率任意一项合格，并且水平位移及油层段平均井径扩大率均合格则井身质量为合格。

7.2.4 全角变化连续三点不能超标，否则井身质量不合格。

7.2.5 完井后井队钻井工程师必须将全井（每 25m 一个点）的井斜角、全角变化率、井底水平位移、井径扩大率等数据齐全、准确地填写在井史上。

7.3 固井质量要求

全井固井质量合格，水泥上返至地面，目的层段封固良好，管内试压合格。

8 钻具组合

8.1 钻具组合设计

钻具组合根据具体的井进行设计。

8.2 钻具组合要求

8.2.1 表层应采用大尺寸钻铤加扶正器，确保井眼垂直和表层套管下入顺利。

8.2.2 二开采用塔式或钟摆钻具结构，确保井眼垂直。

8.2.3 页岩段钻进采用钟摆钻具结构，加入扶正器和随钻振击器，以防止卡钻。

8.2.4 取芯钻具加入随钻振击器。

9 钻井液要求

9.1 钻井液设计原则

确保钻井施工安全，分井段钻井液能够保证井壁稳定，预防井下复杂情况的发生；目的层段钻井液密度尽量达到近平衡钻井，以达到发现和保护好气层的目的。

9.2 钻井液要求

9.2.1 上部井段钻井液必须具有强抑制性，防止井壁坍塌。

9.2.2 目的层钻井液具有强抑制性防泥页岩水化膨胀（有条件可使用油基泥浆防止泥页岩水化膨胀），出现井壁坍塌。

9.2.3 钻井液要具有防漏性能防止目的页岩层段上下灰岩发育或溶洞等造成的钻井液漏失。

9.2.4 所钻目的层主要为海相沉积地层，钻井液应具有防硫化氢功能。

9.3 钻井液性能设计

钻井液性能根据具体区块具体井进行设计。在目的层段钻井液相对密度应尽量采用地层压力系数附加值的低值(对探井钻井液相对密度附加值规定：油层附加 0.05~0.10，气层附加 0.07~0.15)，以达到发现和保护好气层的目的。

9.4 钻井液类型

9.4.1 表层使用采用预水化抑制性膨润土聚合物钻井液。

9.4.2 二开使用 KCL 聚磺钻井液体系。

9.4.3 目的层使用油基钻井液或强抑制低失水钻井液体系。

9.5 各井段钻井液技术措施及要求

9.5.1 表层段

9.5.1.1 钻进过程中保持钻井液中聚合物的有效含量，以抑制地层造浆，使钻井液具有良好的抑制性。

9.5.1.2 要保持适当的钻井液密度，维护钻井液有足够的粘度和动切力，控制滤失量小于 8ml，以保证良好的泥饼质量和防塌性能并保持井眼净化。

9.5.1.3 对易造浆地层使用抑制性较强的 KPAM，以保持钻井液良好的流变性能。

9.5.1.4 在易漏失井段使用单向封闭剂，以防止地层漏失。

9.5.1.5 在钻进过程中，使用好振动筛、除砂器，做好钻井液净化工作，确保井下安全钻进。

9.5.2 二开井段

9.5.2.1 保证钻井液的强抑制性；

9.5.2.2 整个二开井段使用固控设备（振动筛、除砂器、离心机、除泥器），降低钻井液中的劣质土含量和钻屑含量，以保证钻井液流变性易于调整。

9.5.2.3 定期短起下钻。

9.5.2.4 降低钻井液的失水，及时提高钻井液密度，调整好流变性能和润滑性。

9.5.3 三开井段

9.5.3.1 保证钻井液的强抑制性，降低钻井液的失水（或使用油基泥浆防止泥页岩膨胀导致井塌，使用油基钻井液时注意防止污染）。

9.5.3.2 固控设备利用率要达到 100%（振动筛、除砂器、离心机、除泥器），以降低固相含量，使流变性易于调整。

9.5.3.3 加强密度和钻井液罐液面监测，做到及时发现溢流，发现溢流及时启用除气器，对钻井液进行脱气。

9.5.3.4 钻进过程中出现井漏可加入单封等随钻堵漏剂，边钻边堵；压井过程中出现井漏，则要先堵漏后压井。

9.5.3.5 加强钻井液性能维护，减少对目的层的污染。

9.6 电测和下套管时的钻井液处理要求

9.6.1 钻井液各项性能要达到设计要求，通井起完钻后及时电测。

9.6.2 下套管前要做好通井工作，并调整好钻井液性能，降低摩阻，保证钻井液润滑性。

9.6.3 电测、下套管都要做好相应的防卡工作。

9.6.4 下套管时必须按要求灌好钻井液。

9.7 钻井液材料的管理

9.7.1 所有送井的材料必须是经检验合格的有产品检验证、检验合格证和标准。

9.7.2 各种原材料和处理剂在现场要摆放整齐和条理，并建立钻井液原材料及处理剂进料与消耗记录。

9.7.3 药品中禁止使用铁络盐。

10 钻头及钻井参数

10.1 上部地层应选用齿形较大、齿数较少的钢齿钻头，充分发挥钻头的剪切破岩作用；随着井深的增加钻头应选用齿形小、齿数多的镶齿钻头，充分发挥钻头的冲击压碎作用。根据实钻地层情况灵活选择 PDC 或者牙轮钻头，水力参数设计根据具体情况进行确定。

10.2 上部井段钻井应加强水力破岩效果，上部井段建议使用中长喷嘴，同时要保证喷嘴面积达到设计要求，调整好钻井参数，保护好钻头，尤其是应注意钻头的使用后期，防止掉牙轮。

10.3 泥页岩段 PDC 取芯钻头入井前保持井底干净无落物，选择好钻头类型防止泥页岩中硅质物和黄铁矿对钻头过渡磨损，取心后根据需要进行扩眼。

10.4 采取必要措施，减小裸眼钻进时钻具对生产套管、套管鞋及其水泥环的损害程度。

10.5 严格执行钻头的操作规程，作好钻头的安装、紧扣、入井的磨合工作。操作平稳加压均匀，防溜钻、顿钻；每次起钻后要测量钻头的外径，下钻时精心操作，下至起钻时遇卡井段和井底时要减慢下钻速度。

10.6 按设计要求调整好钻井液性能，使用好固控设备保证井眼净化，防止钻头泥包和岩屑的重复切削。

11 地层孔隙压力监测及地层漏失试验

11.1 地层孔隙压力监测

二开后用 dc 指数法进行地层孔隙压力监测，绘出 dc-H 曲线，根据回归的正常趋势线监测地层孔隙压力。实钻中根据压力监测情况并结合实钻情况随时调整钻井液密度以切实满足安全钻井的实际需要。

11.2 试漏层位

每开后钻揭新地层 5~10m 做地层试漏试验。

11.3 试漏程序

11.3.1 试验前循环调整钻井液性能，保证钻井液性能均匀，以满足试验施工要求。

11.3.2 上提钻头至套管鞋内，井内灌满钻井液，关井。

11.3.3 向井内泵入钻井液，裸眼长度在 5m 以内的选用 0.7~1.0L/s 的排量，超过 5m 的选用 2~4L/s 的排量。

11.3.4 试漏压力应根据上层固井最高压差、井口承压设备中的最小额定工作压力以及 80%的套管最小抗内压强度来确定，防止压破地层。

11.4 数据采集及记录

11.4.1 记录日期、时间、井号、井深、套管尺寸及下深、地层及岩性、钻井液密度、注入泵型号、缸套直径及冲数。

11.4.2 每间隔 20~50L 或 10~20s（泵速恒定）记录一次相应泵压和注入量或时间。

11.4.3 地层压裂后停泵 1~2min，每间隔 10~20s 记录一次泵压。

11.4.4 待泵压相对稳定后重新开泵 1~2 min，每间隔 10~20s 记录一次。

11.4.5 按中国石油天然气总公司 SY5430-92 的要求整理测试资料。

12 目的层保护技术要求

12.1 选择与储层相配伍的钻井液体系，钻井液不仅与储层岩石相配伍，而且要与储层流体相配伍。

12.2 目的层段主要是泥页岩，保证钻井液的强抑制性，严格控制钻井完井液的滤失量，要求 API 失水量 $\leq 5\text{ml}$ ，HTHP $\leq 12\text{ml}$ （或使用油基钻井液防止泥页岩膨胀导致井塌，使用油基钻井液时注意防止污染），防止失水对泥页岩的伤害。

12.3 钻进目的层井段，在考虑井壁稳定、井漏、井喷等地层因素保证井下安全的情况下，密度尽量靠低限，开展近平衡压力钻井，尽量减少压差对目的层的损害。钻井液密度附加值按气层附加 0.07~0.15g/cm³。

12.4 充分使用固控设备，尽可能除去有害固相，减少固相对油气层的损害。

12.5 钻开目的层后起下钻和开泵操作要平稳，减少压力激动，避免井漏及井喷事故的发生。

12.6 目的层井段发生漏失时，不能使用永久性堵漏材料进行堵漏，应采用可酸化解堵的暂堵技术。

12.7 进入目的层前要检查钻井设备，保证设备运转正常。准备好所需各种材料和工具，作好各项工序的衔接工作，提高机械钻速，优化测井项目，快速钻穿目的层，减少对目的层的浸泡时间。

12.8 固井时严格控制水泥浆的滤失量、自由水，减小井底的正压差，保护好目的层，防止水泥浆对目的层的污染。

13 取芯作业技术要求

13.1 常规取芯

13.1.1 取芯前必须保证井眼畅通，井底干净，井下异常不得下入取芯工具。

13.1.2 按设计要求准备好取心工具和相应的取心钻头，下井前应全面检查和保养，丈量记录，合格方可下井。

13.1.3 取芯下钻要平稳，控制下钻速度，避免下钻划眼。

13.1.4 树心时钻压应有小到达逐渐加，低转速、低排量，均匀送钻，密切注意钻时变化，防止堵心和磨心。

13.1.5 取芯时必须按规定的参数钻进，要求送钻均匀，不可顿、溜钻；除正副司钻外，其他人不能扶钻。

13.1.6 取芯过程必须有干部值班，密切注意泵压和钻时变化，发现异常立即停钻割芯。

13.1.7 割心后严禁下放探心和再次开泵循环，以防发生掉心。割心后应立即起钻。

13.1.8 取芯完起钻时，应低速起钻，防止抽吸诱发井喷；起钻时严禁用转盘卸扣，严禁猛提猛放。起钻时钻台要备有与井下钻具扣型一致的钻杆单流阀，以备井喷时抢接。

13.1.9 连续取芯时每取完一筒应下全面钻进钻头扩眼。

13.2 绳索取芯

13.2.1 取芯前必须保证井眼畅通，井底干净，按设计要求准备好取心工具和相应的取心钻头，工具下井前进行内外筒滑动模拟试验，保证滑动灵活可靠。

13.2.2 入井钻具必须用专用通径规进行通径，确保岩心内筒提放顺利。

13.2.3 绞车灵活好用，深度计量准确，绞车操作平稳，绞车操作手与钻台操作人员配合默契。

13.2.4 下钻、树芯、割芯技术要求参见常规取芯。

13.2.5 井深超过 2000m 不宜选用绳索取芯工具进行取芯。

13.3 密闭取芯

13.3.1 使用高温密闭液。

13.3.2 取芯工具密闭性能良好，保证岩芯不受泥浆冲刷。

13.3.3 收获率要求达到 90%以上，密闭率要求达到 80%以上。

13.3.4 每次下钻前必须测定密闭液性能，不符合要求不得下钻。

13.3.5 在钻井取芯的整个过程中，钻井液中的示踪剂含量必须符合规定要求

13.3.6 为取全取准资料，密闭取芯要求在设计取芯井段以上进行试取，以检查取芯工具、验证密闭程度及开展各项工序练兵。

13.3.7 从岩心出筒到取样完毕，不得超过 1 小时，岩样在空气中暴露时间不得超过半小时。

13.3.8 岩心出筒后，应用干净棉纱清除岩心上的密闭液，禁止用任何流体洗涤，严防雨、水泥等污染岩心。

13.4 取芯安全要求

13.4.1 取芯工具上、下钻台，应两端悬吊，操作平稳，并捆绑好钻头。

13.4.2 起下取芯工具时，操作平稳，不能猛提、猛放、猛刹，控制起下速度。

13.4.3 严禁加压启动转盘。

13.4.4 长筒取心接单根要快，以防卡钻。

13.4.5 割心后严禁下放探心和再次开泵循环，以防发生掉心。割心后应立即起钻。

13.4.6 起钻卸扣时应用旋绳或液气大钳，严禁转盘卸扣；起钻应往井内连续灌满钻井液。

13.4.7 起完钻出岩心时，应把井口盖好，以防岩心掉入井内。

13.4.8 出心严禁用铁器猛击内筒；顶岩心一定使用出心胶塞，不准用其他物品代替。

14 固井技术要求

14.1 套管设计及水泥返高要求

14.1.1 套管程序设计与井身结构对应，生产套管抗挤强度按 100%全掏空计算，外挤压力按上覆盐岩层压力梯度计算；抗拉强度按套管在空气中的重量计算；抗内压强度满足压裂作业的需要。

14.1.2 每开固井水泥返高至地面。

14.2 水泥及外加剂

14.2.1 生产套管固井采用嘉华 G 级高抗硫油井水泥，表层套管和技术套管固井均采用 G 级油井水泥；固井用水泥必须满足 GB10238-1998《油井水泥》的要求。

14.2.2 表层套管和技术套管固井水泥用量按井径扩大率 20%计算，水泥的实际用量按测井井径而定。

14.2.3 生产套管固井水泥用量按裸眼井径扩大率 10%计算，再附加 20%，水泥的实际用量按测井井径计算。

14.2.4 配浆水的用量按实际用水量再附加 30~50%。

14.2.5 外加剂按水泥浆配方进行计算。

14.2.6 筛选的水泥浆配方、水泥、外加剂、外掺料要经检测部门复核，固井前必须对所用的水泥、外加剂抽样检查，合格后方可用于固井施工。

14.3 套管及附件准备要求

14.3.1 送井套管钢级和壁厚及套管附件必须符合设计要求，并按《SY5396-91 石油套管现场检验方法》检验，合格者方可送井。

14.3.2 套管装卸和运输按照《SY5537-93 套管装卸运输与贮存技术要求》执行。

14.3.3 套管送达井场后必须进行通径及表观检查，。

14.3.4 由井队钻井工程师协同地质工程师做好套管的丈量，入井套管必须复核。

14.3.5 下套管前，认真清洗套管丝扣并检查浮鞋、浮箍以及其他工具附件检查套管附件，按要求加工短套管并计算下入深度。

14.4 井眼准备要求

14.4.1 下套管前必须原钻具通井，洗井时钻头应在井底，循环不应少于 2 周，达到钻井液进、出井口密度一致，振动筛处无岩屑返出。

14.4.2 电测井段小于钻头名义直径的井段必须划眼处理。

14.4.3 井底无沉砂、井壁无台肩，无油、气、水侵，无漏失、无阻卡。

14.4.4 调整钻井液性能，井内钻井液性能良好，稳定，符合固井要求。

14.5 下套管要求

14.5.1 下套管作业必须按照《SY/T 5412-1996 下套管规程》执行，下套管必须要有下套管记录。

14.5.2 对所动用的井场设备进行一次全面的检查保养维修，落实到人头并有记录，确保施工时设备运转正常。

14.5.3 下套管前认真检查井口及下套管工具，做到灵活好用可靠。

14.5.4 套管鞋以上 5 根套管使用丝扣粘结剂，防止扣松动和倒扣。

14.5.5 下套管过程：使用符合标准的套管密封脂均匀涂抹丝扣，用旋绳引扣，套管钳紧扣，按 API 标准扭矩值上紧扣，下完套管前，对场地剩余套管进行清点，确保套管下入到位，井底按设计留口袋。

14.5.6 下套管时专人操作刹把，要求操作平稳，下套管过程严格控制下放速度，防止把井憋漏，严禁猛冲、下砸等违章作业，密切注意悬重变化。

14.5.7 套管吊上钻台时必须带护丝，以防碰坏套管丝扣。

14.5.8 下套管过程中及时灌浆，裸眼内每下 10~20 根套管灌满泥浆一次。落实座岗人员，密切观察钻井液出口、钻井液池液面变化，如有异常，要及时分析，采取措施处理。

14.5.9 套管扶正器按设计要求进行安放，严禁井内落物。如钳牙、铅油刷、手套、螺钉等，要有防范措施。

14.5.10 套管下到位后，先小排量顶通，待畅通后，再大排量充分循环。

14.6 表层和技术套管固井技术要求

14.6.1 采用常规低温早强稳定性好的水泥浆固井，水泥浆试验主要包括：密度、稠化时间、流变性能、失水量、抗压强度、稳定性及污染试验等。

14.6.2 水泥浆低温下稳定性好，自由液要求为零，早期强度发展快，水泥石应有长期的强度稳定性，水泥石与套管及地层具有良好的胶结性能，早强剂不能破坏水泥石的长期性能。

14.6.3 采用冲洗液和低密度水泥浆配合提高固井时的顶替效率。

14.6.4 注水泥过程中，有专人观察井口的返出情况。注水泥排量根据钻井过程中及固井的前的井下情况确定，如果发生漏失或预测上部地层可能易漏，宜采用低排量顶替，并严格控制水泥浆的密度。如果水泥浆返不到井口，必须采取一切措施从井口灌浆，保证水泥返至地面。

14.6.5 注完水泥后，按设计要求候凝。钻水泥塞时要保证水泥石强度达到 7MPa 以上，钻水泥塞时，要轻压慢钻。

14.7 生产套管固井技术要求

14.7.1 采用低温早强防窜体系水泥浆固井。

14.7.2 水泥浆具有良好的流动度、适宜的初始稠度且均质，在水泥浆中加入增韧材料，降低水泥石的脆性，水泥浆要具有防窜功效；水泥石早期强度发展快，并有长期的强度稳定性；水泥浆试验（按 API 规范进行）主要包括：密度、稠化时间、流变性能、失水量、抗压强度、稳定性及污染试验等。

14.7.3 施工前必须取现场水、水泥、外加剂按实际井下条件做现场复核试验，无试验报告不准施工；严格控制水泥浆的滤失量、自由水，固井时要减小井底的正压差，保护好目的层，防止水泥浆对地层的污染。

14.7.4 采用充分调整钻井液性能、采用冲洗液和低密度水泥浆及保证套管居中来提高固井时的顶替效率。

14.7.5 固井时使用带密度自动控制的大功率注水泥设备，保证入井水泥浆密度的

均匀且达到设计要求，密度差小于 0.02g/cm³。

14.7.6 从水泥浆上降低注水泥及候凝过程的动静压差，保证固井施工安全，防止压漏地层。

14.7.7 若固井前发生井漏，必须进行堵漏后方可施工，视井漏情况确定合适的固井方案；若固井过程中发生井漏，水泥浆返不出井口，必须采取一切措施从井口灌浆，保证水泥浆返至地面。

14.7.8 测完固井质量后，套管内试压按设计要求执行，稳压 30min，压降小于 0.5MPa 为合格。

15 施工重点技术要求

15.1 表层和技术套管段钻井

15.1.1 上部地层胶结疏松容易坍塌和井漏。

15.1.2 表层钻进小排量、低钻压、低转速，严禁用水力冲眼，注意保护井壁和基础，待稳定器全部出管鞋后逐步恢复正常钻井参数。

15.1.3 钻进中，保证排量，保证井眼质量，防止沉砂卡钻和井壁跨塌。

15.1.4 二次开钻前装好防喷器，找正、固定牢，连同节流管汇一起按规定试压。钻出套管鞋 5~10m 后，进行地层漏失试验。

15.1.5 每坚持防斜为主，纠斜为辅，保证井身质量。钻进 100-200 米测斜一次，特殊情况应加密侧斜，若有超标趋势应采取降斜措施。

15.1.6 根据井下情况进行短起下，保证井壁稳定，防止卡钻事故。

15.2 生产套管段钻井技术要求

15.2.1 开钻前配置高密度压井液，全井段钻进加强井控措施。

15.2.2 钻水泥塞参数要求：钻压 20~50kN，转速 40~50rpm，排量 35l/s 左右，防止损坏表层套管；钻出套管鞋 5~10m 后，进行地层漏失试验。

15.2.3 钻进中必须做好保护上层套管工作，根据现场实际情况决定钻杆是否需要带胶皮护箍或防磨接头。

15.2.4 保持钻井液性能的稳定性和强抑制性，控制失水，防止泥岩段缩径、卡钻和井壁垮塌。

15.2.5 加强压力监测，调整好钻井液密度，固控设备运转正常，做好目的层保护工作。

15.2.6 密切注意悬重和泵压变化，防止断钻具事故的发生；要求观察泵压时要同时记录泵的冲数，要随时校正指重表，发现问题及时处理。

15.2.7 根据井下实际情况短起下钻。短起下前至少循环一周，每次短起下至老井眼 100m。

15.2.8 每次起下钻前做好后续准备工作，防止长时间空井，整个起下钻过程中，井队泥浆工要认真作好座岗记录，发现异常及时向司钻汇报，确定下一步措施。

15.2.9 起钻前停泵静止观察有无溢流，起钻前要进行短起下钻，测出油气上窜速度，达到要求方可起钻；下钻时可采用分段循环的方式消除环空积气。严格执行灌浆技术措施，应始终保持井筒内有一定量的钻具。

15.2.10 发现溢流，按照关井操作程序控制井口。

16 复杂预防及处理技术措施

16.1 井漏的预防和处理

16.1.1 密度要控制在设计范围内并尽量走下限。

16.1.2 进入易漏失层段，下完钻或接单根后，先小排量循环，并在开泵时上下活动或转动钻具，控制起下钻速度，防止憋漏地层。

16.1.3 若发生溢流需加重，应尽量控制加重速度和加重幅度，在一个循环周内，密度提高幅度控制在 0.02g/cm^3 以内，防止诱导性漏失。要求现场储备足够的综合堵漏剂、CMC、磺化沥青、单封等材料。

16.1.4 井下漏失时，尽快确定漏失程度，井内液面变化，漏层位置和岩性特征，漏失性质及特征，漏层以上井眼状况，性能，泵压及其变化，根据不同井漏的情况采取不同的处理方法。

16.2 井塌的预防和处理

16.2.1 避免在易塌井段长时间循环、划眼，防止松软地层垮塌。

16.2.2 为防止泥岩地层的垮塌，应保持钻井液的强抑制性，尽可能控制钻井液失水，尤其是高温高压失水，不能大幅度调整钻井液，提高钻井速度，缩短钻井周期，减少钻井液浸泡时间。

16.2.3 各井段必须严格执行规定的密度窗口值，确保液柱压力平衡地层垮塌压力。

16.2.4 落实起下钻灌制度，严禁高速起钻造成抽吸造成井壁跨塌。

16.2.5 调整好钻井液性能，提高的悬浮携带能力，及时带出塌块，清洁井眼，防止卡钻、憋钻和憋泵。

16.2.6 改善钻井液的造壁性，提高井壁稳定性。

16.2.7 在可能的情况下，适当增大排量将塌块带到地面。

16.2.8 依据实际情况，采用小排量划眼，大排量携砂。

16.3 卡钻的预防和处理

16.3.1 在易于吸水膨胀的泥岩井段保证有较强的抑制和造壁能力，防止泥岩吸水膨胀，造成起下钻阻卡。

16.3.2 在压差较大的情况下，提高钻井液的润滑性，降低固相含量，减少钻具和井壁的接触面积，并连续活动钻具，防止粘卡。

16.3.3 施工时尽量提高排量，确保环空返速，及时短起下钻修整井壁，清除虚泥饼。

16.3.4 遇阻、遇卡要严格按操作规程执行，及时采取划眼和倒划眼的办法，严禁多提硬拔造成卡钻。

16.3.5 如果发生卡钻，要认真发现卡钻类型，采取不同的处理方法。

16.4 防断、防掉措施

16.4.1 按规定及时对钻具进行探伤检查。

16.4.2 按时倒换钻具，改善钻具受力状况。

16.4.3 各联接扣要保证丝扣质量，按规定扭矩上扣。

16.4.4 钻井时扭矩过大，尤其是倒划眼时要控制转盘反转速度，防止倒开钻具。

16.4.5 钻进时泵压下降超过 0.5MPa ，应停钻检查，如不是地面原因，应立即起钻检查钻具，防止钻具刺断。根据井身结构提前做好打捞工具。

16.4.6 坚持使用和检查好每一只钻头，防止钻头事故。深井钻进防止掉牙轮或巴掌。

16.5 防喷要求

16.5.1 严格按标准规范安装各次开钻井口装置，保证井口钻井四通出口高度始终不变。

16.5.2 井场设备安装要以井控为中心，放喷、压井管线方向不得有任何影响压井作业的设备和障碍物。所有防喷装置均有专人定岗管理、检查、维护和保养，保

证灵活可靠。

16.5.3 各种井控设备，井控工具，电路系统，通信设施，液面报警装置，加重装置配备进行全面检查，符合要求，发现问题立即整改。

16.5.4 全井做好地层压力检测工作，按实际地层压力调整密度。

16.5.5 全员加强防喷意识，定期进行防喷演习，要求各钻井班能熟练、正确、快速操作。落实好液面座岗制，观察返出口及池内液面变化情况，气层钻进，钻具中应接回压阀和旁通阀。

16.5.6 控制好起下钻速度，减少激动压力和抽吸压力，防止井漏、井喷事故发生。起钻时，要连续灌满，以防诱发井喷。

16.5.7 井内应始终保持一定数量的钻具，避免空井。钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、蹩钻、气测异常及油气显示等情况应立即停钻、停泵观察。

16.5.8 下套管前要通井调整泥浆，确保起钻、下套管、固井时井下平稳。同时要更换与生产套管尺寸相同的闸板芯子。

16.5.9 在注水泥施工过程中，若发生溢流或井喷，立即关井，通过节流阀有控制的把水泥浆替到预定位置，关井憋压候凝。

16.5.10 不得长期用环形防喷器关井；若长时间关闭闸板防喷器，必须使用手动锁紧杆锁紧。

16.5.11 一旦发生井喷，当班人员应紧急行动，按井口控制程序迅速控制井口。

16.5.12 井场应准备足够数量的加重料、重泥浆和一定数量堵漏材料,以备压井和堵漏之急用

16.6 防火要求

16.6.1 按要求配备齐全消防设备和物资。

16.6.2 定期对消防设备和物资，电路系统，通信设施进行全面检查，发现问题立即整改。

16.6.3 钻开目的层前，要对一切防火装置及措施进行详细的检查和验收，有问题者必须经整改，合格后方可打开目的层。

16.6.4 钻开目的层后要严格执行防火防爆安全管理规定，井场严禁吸烟和使用电气焊。因特殊情况必须使用电气焊时，必须有严密的安全保障措施。

17 井口装置要求

17.1 表层套管井段

使用简易井口。

17.2 技术套管井段

井口安装双闸板防喷器，预防浅气层引起的井喷。

17.3 生产套管井段

井口根据实际情况安装环形防喷器、单闸板防喷器和双闸板防喷器组合。

17.4 防喷器检验、安装

17.4.1 防喷器、控制系统和节流管汇，出厂前进行全面检查，并进行静密封试压至工作压力，合格后再运往井场，试压后每条管线拆口必须用堵头堵好，以保证管内清洁。

17.4.2 二开前按要求装好防喷装置，安装前必须校正天车、转盘、井口，三者中心偏差要小于 10mm，并接好远程控制台、节流管汇和放喷管线，远程控制系统面对钻台摆放在钻台的左侧，离井口的距离应大于 25m；放喷管线通径不小于 78mm，每 12 米处用地脚螺丝固定并离开井口 75 米以远；安装好电子点火装置。

17.4.3 配齐各类井口防喷工具：上旋塞、下旋塞、投入式止回阀、箭形回压阀、液气分离器和液面报警器。钻台大门坡道上备防喷单根一根，上带旋塞，下能与井内钻铤连接。

17.4.4 防喷器安装好后，用 $\phi 15.24\text{mm}$ 钢丝绳对角固定在井架底座上，用 M30×1000 正反螺丝绷紧，每处 3 个卡子，防止在钻井中晃动，严禁在底座斜拉筋上固定；同时在防喷器上方加防淋伞，防淋伞固定用钢丝绳加绳卡子，以保证防喷器的清洁。井口装置现场安装好后，在钻水泥塞之前，下入座入式试压堵塞器，按设计要求对防喷器、节流压井管汇进行试压，达到试压要求后方可开钻。

17.4.5 闸板防喷器安装时，控制油管线从井口后方连接；傍侧出口法兰正对井口前方，便于需要时安装连接；两侧门锁紧轴垂直指向井架底座两侧，且防喷器的高度要能保证手动锁紧杆顺利接出井架底座外，并便于操作。

17.4.6 节流管汇、压井管汇及其所有的管线、闸门、法兰等配件的额定工作压力，必须与所使用的防喷器的额定工作压力相匹配。

17.4.7 冬季钻井期间，所有井控管汇必须吹扫干净，阀门、仪表、气路必须采取防冻措施，以保证管路畅通，阀门开关灵活，控制系统工作正常。

17.4.8 安装好的司钻控制台、辅助控制台、远程控制台等井控装置、必须调试，使其达到“待命”工况。

17.4.9 控制室各手柄、压井节流管汇各阀门统一挂牌标识。

18 完井要求

18.1 按规定安装好套管头，套管头安装正直、稳固、部件齐全，根据矿区要求手轮方向一致（朝向上风头），井号用油漆书写。要求完井井口用护套保护，防止落物进入井筒。

18.2 管内外不冒油、气、水，经声幅检查，管外水泥环第一、二界面封固良好，水泥浆上返至地面。

18.3 井场范围内平整、无油污、无钻井液、无积水；井口大小鼠洞要掩埋夯实、填平。

18.4 交井时，套管头两侧高压闸门必须涂抹黄油，外包塑料布做防腐处理后埋地，并要求该套管头下法兰面以下全部用水泥填实。

18.5 完井资料齐全、准确、整洁，按规定日期完成并上交。

19 健康、安全与环境管理要求

19.1 基本要求

19.1.1 施工单位应遵守国家、当地政府有关健康、安全与环境保护法律、法规等相关文件的规定。

19.1.2 施工单位严格按石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南 SY/T6283—1997 行业标准执行。

19.1.3 所有施工方均应针对施工具体情况，制定具体的 QHSE 方案，报甲方和监理单位审批后，方可施工。

19.2 健康、安全与环境管理体系要求

依据 SY/T6276-1997、SY/T6283-1997 标准执行。

19.3 健康管理要求

19.3.1 劳动保护用品按 GB / T11651—89 有关规定和钻井队所在区域特点所需特殊劳保用品发放。

19.3.2 进入钻井作业区人身安全保护规定依据 SY5974-94 《钻井作业安全规程》标准执行。进入施工现场，要穿戴劳动保护用品；井场严禁烟火；严禁酒后进入井场；禁止在井场和营区随便乱扔废弃物。

19.3.3 钻井队医疗器械和药品配置执行前线队药品管理办法有关规定和要求。

19.3.4 饮食管理：具有食品卫生监督机构颁发的《食品卫生许可证》；炊管人员应取得健康证和培训合格证；建立健全卫生制度、个人卫生制度、食品采购制度、库房卫生制度、消毒卫生制度、环境卫生制度及相应的卫生岗位责任制度。

19.3.5 营地卫生要求：营地食堂、澡堂设污水坑，且要密封，污水坑要有围栏；生活垃圾坑设置在营地外，对有回收利用价值的废弃物由生活组回收；配置一定数量的密封式垃圾桶，服务员每天清理一次；服务员应保持营地清洁。

19.3.6 员工的身体健康检查要求：施工现场执行《钻井队生活专业化管理办法》、《钻井队营地管理办法》。

19.3.7 有毒药品及化学处理剂的管理依据 GB6944-86、GB190-85、GB191-85 等标准执行。

19.4 安全管理要求

19.4.1 安全标志牌要求

19.4.1.1 作业单位应在有较大危险因素的有关设施设备上设置明显的安全警示标志。没有进行全封闭的井队，应在泥浆池边设置安全警示标志。

19.4.1.2 安全标志依据 GB2893-82 《安全色》和 GB2894-82 《安全标志》、SY6355-1998 《石油天然气生产专用安全标志》设置。分别在钻台区、井场区、机泵房区、发电房区、油罐区等位置分挂不同的标志牌。

19.4.1.3 在井场值班房后右侧和营区前大门方向各设一块《紧急集合点》标志牌，在废料场处设置《废料场》标志牌。

19.4.2 设备的安全检查与维护

19.4.2.1 钻井设备安装、操作和维护按 SY / T5526 标准执行。

19.4.2.2 开钻验收项目及要求的按 SY / T5954 标准执行。

19.4.2.3 猫头及钢丝绳的安全要求按 SY / T6228—1996 标准中 10.5 和 10.6 款执行。

19.4.3 易燃易爆物品的管理要求

执行国家颁发的《易燃易爆化学物品消防安全监督管理办法》法规中有关规定。

19.4.4 井场灭火器材和防火安全要求

19.4.4.1 井场灭火器材的配备按 SY5876—93 标准中 3.1 款执行。

19.4.4.2 各种灭火器的使用方法、日期要明确标识。

19.4.5 井场动火安全要求

按 SY / T6228—1996 标准中第 8 章执行。

19.4.6 营地安全要求

19.4.6.1 烟火报警器设置执行 SY5576-93 《钻井队野营房》标准中有关烟火报警器设置的规定。

19.4.6.2 营地集中配备 8kg 干粉灭火器 5 个，每栋列车房应配备 8kg 干粉灭火器 1 个，各种库房每栋配备 8kg 干粉灭火器 2 个，食堂和餐厅各配备 8kg 干粉灭火器 3 个，并存放在干燥合适的显眼处。

19.4.6.3 所有电路安装必须具备防风、防雨水保护措施；用电设施必须有良好的接地；列车房电线要穿阻燃管，并有漏电保护器；食堂操作间必须使用防爆

灯具。

19.4.6.4 防火安全管理执行 SY0025-1995《石油设施电气装置场所分类》和 SY5225-1994《石油与天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》。建立健全防火制度和应急措施；所有驻井人员必须掌握消防设施使用方法及适用范围。

19.5 环境管理要求

19.5.1 钻前环境管理要求

19.5.1.1 执行 SY/T5466-1997《钻前工程技术条件》、SY/T5505-92《丛式整体设计方法》、SY/T5954-94《开钻前验收项目及要求》和 SY/T5974-94《钻机基础选型》等标准的有关规定。

19.5.1.2 钻井井位确定后，在修建通往井场公路时，认真确定车辆行驶路线，避免堵塞和填充任何自然排水通道，现场施工作业机具在施工中要严格管理，不得在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。

19.5.1.3 车辆沿线行驶时，禁止乱扔废弃物。

19.5.1.4 修建钻机基础时必须按照“三同时”的规定，执行防治污染设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的原则，井场必须有排水沟、废水池、岩屑小平台和岩屑倒运通道。

19.5.1.5 岩屑小平台用水泥打地平。排水沟要抹水泥防渗、防塌，过车地段沟上要铺钢板桥。钻机底座表面应有通向废水池的导流槽。

19.5.1.6 安装泥浆泵冷却水循环系统和振动筛的污水循环系统，做好各种油、水管线的试运行工作，防止油、水跑、冒、滴、漏污染地面。

19.5.2 钻井作业期间环境管理要求

19.5.2.1 废水、废泥浆的处理执行 GB8978-1996《污水综合排放》标准。废水应通过排水沟排入污水池，严禁向指定区域外排放废水；加强设备的维修、保养，杜绝设备用水的跑、冒、滴、漏现象；废泥浆处理施工单位应制定回收方案，并严格按回收方案组织实施。

19.5.2.2 钻屑的处理执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》标准。存放在井场周围指定岩屑坑中的岩屑，完井后由施工队负责进行掩埋处理，上覆净土厚度不小于 0.5m。

19.5.2.3 钻井材料和油料的管理依据 SY/T5548.1-92、SY/T5548.2-92、SY/T5548.4-92、SY/T5548.5-92 标准执行。

19.5.2.4 保护地下水源执行《中华人民共和国水污染防治实施细则》。

19.5.2.5 钻井作业完成后环境管理要求完井后井场做到“工完料尽，场地清”；废泥浆池在废液干涸后要推填平整。

19.5.2.6 营地环境保护要求：营地设置要充分利用自然的或原有的开辟地以尽可能减少对环境的不良影响；有规范的排水沟和污水池；营地四周严禁乱扔废弃物，每栋房前设一垃圾桶；营地要定人定岗，分片包干，生活垃圾要集中处理。

20 钻井工程资料要求

20.1 录取资料要求

20.1.1 dc 指数检测：二开后进行随钻地层孔隙压力检测(纸介质和磁介质)。

20.1.2 钻井工程班报表：按《石油工业标准 SY5089-92》格式，每小时记录一次钻压、转速、排量、泵压、钻井液密度、粘度若钻井参数发生变化时，应及时记录。其他记录内容必须交接班时填写齐全，不得漏项(纸介质和磁介质)。

20.1.3 井斜测量记录：按设计要求进行单、多点测斜，各项内容填写齐全、准确(纸介质和磁介质)。

20.1.4 钻井液录井资料：密度、粘度 1 小时测一次，特殊情况应加密测量，全套性能每班测一次；对于起钻、电测、下套管、固井前以及钻井液处理、加重前后都要有全套性能测试；及时记录钻井液维护处理、材料用量和钻井液小型实验数据；每班填写“两筛三器”使用时间和时效记录；及时记录井下复杂情况的起止时间、发生经过、原因及处理简况；进入特殊地层如易漏地层和泥页岩地层等的井段、流量、速度等特殊数据要有记录。

20.1.5 套管检验及丈量：入井套管必须进行地面检验，其标准按《SY5396-91 石油套管现场检验方法》执行，并填写检验报告单，套管入井前专人丈量，并记录在册(纸介质和磁介质)。

20.1.6 套管附件检验：入井套管附件应进行地面检验，填写检验报告单，或对厂家提供的质量检验报告作好记录(纸介质和磁介质)。

20.1.7 固井水泥浆试验：固井前对水泥浆配方进行密度、失水、析水、稠化时间、初始温度、抗压强度、n、k 值及相容性试验，填写好试验报告(纸介质和磁介质)。

20.1.8 阶段小结：每次（一、二、三开钻井）完钻后 7 日内提交钻井、钻井液、固井阶段小结(纸介质和磁介质)。

20.1.9 井史：按《石油工业标准 SY5089-92》规定的 24 项内容跟上工程进度认真填写，不得遗漏(纸介质和磁介质)。

20.2 上交生产信息资料

20.2.1 钻前工程打桩及固定基础设计图纸。

20.2.2 开钻前的设备安装质量验收报告(纸介质和磁介质)。

20.2.3 钻井工程日报表、月报表。

20.2.4 钻井液日报表、月报表。

20.2.5 指重表记录卡。

20.2.6 井控记录。

20.2.7 钻具记录。

20.2.8 测斜卡记录。

20.2.9 钻头使用记录卡。

20.2.10 钻井液处理记录。

20.2.11 固井施工现场记录。

20.3 完井提交资料

20.3.1 钻井井史（纸介质和磁介质）。

20.3.2 钻井工程施工设计（纸介质和磁介质）。

20.3.3 各次固井施工设计及总结（纸介质和磁介质）。

20.3.4 全井技术总结（纸介质和磁介质）。

20.3.5 钻井液技术总结（纸介质和磁介质）。

20.3.6 事故处理记录及技术总结（纸介质和磁介质）。

20.3.7 复杂情况处理记录及技术总结（纸介质和磁介质）。

20.3.8 特殊施工作业设计及总结（纸介质和磁介质）。

20.3.9 完井交井验收报告。

