



四级井控风险井

鄂尔多斯盆地彭阳油田孟 52 区块

井号：彭 293-52

井别：采油井

井型：定向井

钻井地质设计

中国石油天然气股份有限公司

长庆油田分公司

钻井地质设计责任表

孟 52 区块彭 293-52 井钻井地质设计	
设计单位：长城钻探工程有限公司录井公司开发井地质设计中心	
设计人：于东	日期：2023年5月24日
设计单位审核人意见：同意	(签字) 王明
	日期：2023年5月24日
设计单位负责人意见：同意	(签字) 丛丽
	日期：2023年5月24日
建设单位技术负责人意见：	
	(签字)
	日期： 年 月 日
建设单位主管副经理审核意见：	
	(签字)
	日期： 年 月 日
地质研究所审核意见：	
	(签字)
	日期： 年 月 日
主管领导审批意见：	
	(签字)
	日期： 年 月 日

目 录

1 井区自然概况	1
1.1 地理简况	1
1.2 气象、水文	1
1.3 灾害性地理地质现象	1
2 地质简介	2
2.1 构造概况	2
2.1 标准地层表	3
2.3 储集层特征	3
2.4 油气藏简述	4
2.5 勘探开发简况	5
2.6 已钻井复杂情况	5
3 设计依据及开发部署	6
3.1 设计目的	6
3.2 设计依据	6
3.3 设计井基本数据	6
4 设计分层数据表	7
5 工程要求	8
5.1 地层压力	8
5.2 钻井液要求	9
5.3 井身质量	9
5.4 井身结构要求表	9
5.5 完井质量要求	9
6 资料录取要求	10
6.1 录井要求	10
6.2 取心要求	10
6.3 分析化验要求	10
6.4 中途测试要求	10
6.5 测井要求	10
7 健康、安全与环境管理	11
7.1 基本要求	11
7.2 健康安全要求	11
7.3 环境管理要求	11
7.4 井控管理要求	12
7.5 风险提示	15
8 设计及施工变更	17
8.1 设计变更程序	17

8.2 目标井位变更程序17

8.3 施工计划变更程序17

9 提交资料要求 17

9.1 资料提交期限17

9.2 项目及内容17

10 其它要求 18

10.1 复杂情况录井要求 18

11 附件、附图及附表 19

11.1 井场周边环境图 19

11.2 地层三压力剖面参考图20

11.3 附件 施工现场疫情防控要求 21

1 井区自然概况

1.1 地理简况

1.1.1 地理环境

该井位于宁夏回族自治区彭阳县境内。设计井区地处黄土高原，地形十分复杂，起伏高差大，地面海拔一般为 1248m—2418m。地表系第四系未固结的松散黄砂土，承压强度小。

1.1.2 交通、通讯

该区交通、通讯较为便利，砂石公路横贯南北。

1.1.3 周边环境描述

井场周围无油水井场，东北约 500 米 1 户庄基，西北约 600 米 1 户庄基，钻前道路由东南进入。（详见 11.1 井场周围环境示意图）。

彭 293-52 井周边环境条件确认表 表 1-1

项 目	是否符合
油气井井口距离高压线及其它永久性设施≥75m	符合
油气井井口距民宅≥100m	符合
油气井井口距铁路、高速公路≥200m	符合
油气井井口距学校、医院、油库、河流、水库、人口密集及高危场所等≥500m	符合
在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道和矿井通道之间的距离应≥100m	符合

1.2 气象、水文

1.2.1 气候

冬春季多西北风及沙尘，最大风力可达 7 级。夏季高温多雷雨，秋季凉爽而短促，冬季干旱且漫长，日照充足。

1.2.2 气温

年平均气温 8℃，夏季气温：20℃～31℃，冬季气温：-14℃～0℃。

1.2.3 雷雨雪霜

常年少雨雪，年平均降水量 400～600mm，多集中在秋季，且以地表径流的方式排泄。

1.3 灾害性地理地质现象

雨季易发生山洪、泥石流及山体滑坡，春季多频繁发生沙尘暴自然灾害。所以

在施工过程中，多注意天气预报，严防自然灾害给人身和井场带来不安全因素发生。

2 地质简介

2.1 构造概况

2.1.1 区域地质背景

彭阳区块处于鄂尔多斯盆地西南缘，地处宁夏、甘肃交界处，构造单元横跨西缘断褶皱南段和天环坳陷西斜坡。构造方向和构造位置与南北、东西逆冲带关系密切，局部发育的低幅度构造为石油勘探有利目标。印支运动、燕山运动在天环坳陷的形成、演化和成油过程中起到了决定性的作用。

2.1.2 构造基本特征

早白垩世时受燕山运动的影响，盆地东升西降，南抬北倾，形成封闭不对称坳陷，为今构造整体西倾格局奠定了基础。盆地边缘断裂褶皱较发育，而盆地内部构造相对简单、地层平缓、一般倾角不足 1° 。盆地内无二级构造，三级构造仅发育一系列幅度较小的鼻状隆起，很少见幅度较大、圈闭较好的背斜构造发育。

2.1 标准地层表

地 层 简 表

表 2-1

分 层				厚度 m	岩性简述	标志层
系	组	段	油 层 组			
侏罗系	直罗组				厚层块状中—粗粒砂岩。	
	延安组		延 4+5		灰白色块状细—中粒石英砂岩与灰黑色泥岩夹煤层。	
			延 6	26~45	灰白色厚层细—中粒砂岩与灰黑色泥岩，顶部煤层区域分布稳定。	Y6 顶煤
			延 7	30~38	灰白色厚层砂岩与灰黑色泥岩互层，夹煤线。	Y7 顶煤
			延 8	25~40	灰白色块状细—中粒砂岩与灰黑色泥岩夹煤层，煤层比较稳定。	Y8 顶煤
			延 9	延 9 ₁	灰白色厚层块状中粒砂岩夹黑色泥岩和煤层。	Y9 顶煤
				延 9 ₂		
				延 9 ₃		
			延 10	0~150	灰白色块状色中—粗粒砂岩夹灰色、灰黑色泥岩、煤层。	
	富县组			0~100	厚层块状砂岩、砂砾岩夹紫红色泥岩。	
三叠系	延长组	T _{3y} ⁵	长 1	0~120	暗色泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩不等厚互层，夹碳质泥岩及煤线。	K9
		T _{3y} ⁴	长 2	长 2 ₁	灰绿色块状细砂岩夹暗色泥岩。	
				长 2 ₂	浅灰色细砂岩夹暗色泥岩。	K8
				长 2 ₃	灰、浅灰色细砂岩夹暗色泥岩。	K7
			长 3	90~110	浅灰、灰褐色细砂岩夹暗色泥岩。	K6
		T _{3y} ³	长 4+5	长 4+5 ₁	浅灰色粉细砂岩与暗色泥岩互层。	K5
				长 4+5 ₂		
			长 6	长 6 ₁	褐灰色块状细砂岩夹暗色泥岩。	K4
				长 6 ₂	浅灰色粉细砂岩夹暗色泥岩。	K3
				长 6 ₃	灰黑色泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩互层夹薄层凝灰岩。	K2
			长 7	长 7 ₁	暗色泥岩、碳质泥岩、油页岩夹薄层粉~细砂岩。	K1
				长 7 ₂		
				长 7 ₃		
		T _{3y} ²	长 8	80~100	暗色泥岩、砂质泥岩夹灰色粉细砂岩。	
			长 9	80~110	暗色泥岩、页岩夹灰色粉细砂岩。	顶 K0
		T _{3y} ¹	长 10	280~350	灰色厚层块状中细砂岩，粗砂岩，麻斑结构。	顶 K-1
	纸坊组				灰紫色泥岩、砂质泥岩与紫红色中细砂岩互层。	

2.3 储集层特征

2.3.1 沉积特征

三叠纪末的印支运动使盆地整体抬升，盆地内的上三叠统延长组遭受较长时间的风化

剥蚀，在鄂尔多斯地区形成河谷纵横，残丘广布的古地貌景观，在这种沟谷纵横、山高谷深的古地貌背景上开始了侏罗系富县组和延安组延 10 填平补齐式的古河沉积。到延安组的延 9 期，沉积时几乎不受这种古地貌的控制，其格局与富县组明显不同，主要是平原河流-河沼相沉积，形成煤系地层。受三叠纪末印支运动影响，彭阳地区长 3₃ 以上地层保存不全。长 3 期主要发育三角洲平原亚相沉积，分流河道砂体发育，砂厚一般 5~15m，主河道砂体宽 4~10km，横向上较为连续。

2.3.2 岩性及物性特征

彭阳地区储层岩性以长石砂岩和长石石英砂岩为主，其次为长石岩屑砂岩、石英砂岩。碎屑矿物组成特征为高石英、低长石、低岩屑。其中石英含量普遍大于 60%，长石、岩屑、填隙物含量一般都小于 15%，岩屑中变质岩屑含量较高，含量一般 4~10%，以石英岩和千枚岩发育为特征。

彭阳长 8 储层发育中粒岩屑长石砂岩，颗粒分选中等，粒径主要分布在 0.1mm~0.5mm 之间，磨圆程度以棱~次棱状为主，胶结方式以孔隙~薄膜型为主，填隙物含量 12.9%，以绿泥石为主，高岭石、铁方解石次之。根据铸体薄片鉴定资料，长 8 储层孔隙类型以粒间孔为主、长石溶孔次之，面孔率 4.85%；根据毛管压力测试资料，孔隙结构属小孔细喉型。孟 52 区长 8₂ 期平均孔隙度 17.1%、平均渗透率 8.2mD，发育低渗-特低渗储层，该区在孟 20 井周围存在高孔高渗带。

2.3.3 空间展布特征

彭阳地区长 8 期属三角洲平原沉积环境，分流河道砂体沿南西-北东方向连片分布，砂体厚度大。

2.3.4 岩石的敏感性

本区块未做岩石敏感性试验。

2.4 油气藏简述

2.4.1 油气藏类型

彭阳地区长 8 油藏受岩性、构造双重控制，区域构造变化幅度大油藏具有典型构造油藏特征。根据沉积相、构造特征、储层展布、含油性综合分析，彭阳长 8 油藏属于岩性~构造油藏。

2.4.2 流体性质及有毒、有害气体含量

彭阳长 8 油藏原油性质具有低密度、低粘度、低凝固点的特征，长 8 地层原油密度 0.783g/cm^3 ，粘度 $1.11\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，地面原油密度 0.884g/cm^3 ，粘度 $5.38\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，凝固点 20.0°C 。地层水总矿化度为 48.0g/l ，PH 值为 6.0，水型主要为 CaCl_2 。孟 52 区块目前暂未监测到 CO 、 H_2S 等有毒有害气体。

演 34 区块侏罗系试油作业时井口处检测到硫化氢浓度为 110PPm，井场 30m 外放喷口检测到硫化氢浓度达 60PPm，一氧化碳为 12PPm。

2.4.3 油气水界面

无明显油水界面。

2.4.4 温度及压力系统

该区地温梯度为 $2.8^\circ\text{C}/100\text{m}$ 属正常地温梯度。长 8 原始地层压力 18.5MPa 。

2.5 勘探开发简况

孟 52 区周边孟 20 井 2017 年 6 月 12 日完钻，2018 年 3 月 18 日投产，生产长 8，初期日产液 7.2m^3 ，日产油 4.2t，含水 31.4%，累计采油 35032t。孟 52 井 2020 年 7 月 23 日完钻，2020 年 10 月 9 日投产，生产长 8，初期日产液 6.9m^3 ，日产油 4.0t，含水 30.7%，累计采油 538t。该区域长 8 油藏预测含油面积 10.2km^2 ，展示出天环坳西部长 8 具有良好的勘探开发前景，目前该区块正部署开发。

2.6 已钻井复杂情况

孟 20 井在钻进中出现不同程度的渗漏。

3 设计依据及开发部署

3.1 设计目的

完善开发井网，增储上产，提高经济效益。

3.2 设计依据

①依据长庆油田公司第十一采油厂下发的彭 293-52 井钻井要求执行。

②依据孟 52 区块的勘探开发成果。

3.3 设计井基本数据

彭 293-52 井基本数据

表 3-1

井 号	彭 293-52			钻井顺序		4
井 别	采油井	井型	定向井	前拖距离（m）		0+6+33-6
地理位置	宁夏固原市彭阳县红河镇夏塬村			井组 复测 坐标	纵坐标（X）	横坐标（Y）
构造位置	鄂尔多斯盆地天环坳陷				3960390.25	36387677.35
井口坐标	纵坐标（X）	横坐标（Y）		设计位移（m）		设计方位（°）
	3960378.74	36387708.28		1007.53		56.15
	井口坐标根据复测坐标沿大门方向前拖 33 米计算					
中靶坐标	纵坐标（X）	横坐标（Y）		靶心半径（m）		≤30
	3960940	36388545		磁偏角		-3°03′
中靶垂深(m)	2282			设计井深（m）		2324
靶心海拔(m)	-722.49			大门方向（°）		110.41
地面海拔(m)	1553.91			补心海拔（m）		1559.51
目 的 层	延长组长 8 ₁ 段					
完钻层位	延长组长 8 段					
完钻原则	钻穿延长组长 8 段油层底以下 35 m 完钻。					
完井方式	套管射孔完井					

4 设计分层数据表

设计分层数据表

表 4-1

层位	设 计 分 层 m				
	本井		邻井 彭 294-52	岩 性	故障 提示
	底深	厚度			
第四系	399	393	350.0	黄褐色砂质粘土，底部为砾石层	防漏
环河组	566	167	516.9	黄绿色砂质页岩与灰白、深棕色砂岩及粉砂岩互层	防出水
华池组	809	243	759.7	灰紫、浅棕色砂岩夹灰紫、灰绿色页岩	
洛河组	1625	816	1575.8	黄红色块状交错层砂岩，局部夹黄红色粉砂岩	防漏
安定组	1739	114	1689.4	紫红色泥岩，底部有黄色细砂岩，顶部为泥灰岩	防掉
直罗组	2020	281	1970.9	灰绿、紫红色泥岩与浅灰色砂岩互层，上部以泥岩为主，底部为含砾中—粗砂岩	防塌
延安组	2077	57	2027.4	深灰、黑、灰黑色泥岩与灰、浅灰色砂岩互层夹多层煤，底部为厚层中—粗砂岩	防卡 防喷
长 6	2174	97	2125.1	上部为泥岩夹粉细砂岩，中部以厚层、块状砂岩为主夹砂质泥岩、碳质页岩，下部为长石砂岩夹紫色泥岩	防掉 防有毒有害气体
长 7	2254	80	2204.9		
长 8	2324	70	2305.9		

预计油气水层位置

表 4-2

层位	预计油气水层位置 m	相当于邻井油气显示		
		井号	井 段 m	解释结果
长 7	2193 ~ 2197	彭 294-52 补心海拔 1510.20m	2144.1 ~ 2148.1	含油水层
长 8	2269 ~ 2271		2219.6 ~ 2221.5	差油层
长 8	2271 ~ 2273		2221.5 ~ 2223.8	油层
长 8	2274 ~ 2276		2224.5 ~ 2227.0	油层
长 8	2276 ~ 2278		2227.0 ~ 2228.8	差油层
长 8	2278 ~ 2285		2228.8 ~ 2235.3	油层
长 8	2285 ~ 2289		2235.3 ~ 2240.1	油水同层

5 工程要求

5.1 地层压力

5.1.1 已钻井实测原始地层孔隙压力

已钻井实测地层孔隙压力成果表

表 5-1

井号	层位	油层中部深度 (m)	地层压力(MPa)	压力系数	备注
镇 36	长 3	1900	14.90	0.78	
孟 20	长 8	2400	19.60	0.82	
彭 292-57	长 8	2346	18.15	0.77	

5.1.2 已钻井破裂压力

已钻井破裂压力试验成果表

表 5-2

井 号	层位	井段 (m)	破裂压力 (Mpa)	破裂压力梯度 (MPa/100m)
孟 52	长 8	2343.0-2347.0	34.5	1.47

5.1.3 生产井的采（注）压力

邻井注水井动态数据表

表 5-3

序号	井 号	投注日期	层位	油压 MPa	套压 MPa	日注水 m ³	历年注水 m ³	压 力 资 料				距本井(m)
								静压 MPa	油层 中深 m	压力 系数	测压 日期	
备注	要求在钻井作业中调整好钻井液性能，防止溢流、井涌、井喷的发生。											

邻井采油井动态数据表

表 5-4

序号	井 号	投产日期	层位	油压 MPa	日产液 m ³	含水 %	压 力 资 料			
							静压 MPa	油层 中深 m	压力 系数	测压 日期
1	孟 20	2018.3.18	长 8		7.5	27.0				
2	孟 77	2020.9.12	长 8		1.5	59.6				
3	孟 52	2020.7.23	长 8		5.6	32.6				

5.1.4 地层压力预测

彭 293-52 井地层压力预测表

表 5-5

井 号	层位	设计井油层中部深度(m)	压力系数	复杂提示
彭 293-52	长 8	2284	0.82	防井涌、井漏、垮塌、卡钻等

5.2 钻井液要求

5.2.1 已钻井钻(完)井液使用情况

已钻井钻(完)井液使用情况						表 5-6
井号	层位	井 段(m)	钻井液/完井液			油、气、水显示及漏失情况
			类型	密度 (g/cm³)	粘度(s)	
孟 20	第四系-环河组	0-641	无固相	1.01-1.04	30-42	钻进过程中发生渗漏
	华池组-洛河组	641-1629	无固相	1.01-1.09	30-42	
	安定组-直罗组	1629-2102	无固相	1.09-1.12	42-45	
	延安组-延长组	2102-2500	低固相	1.12-1.15	45-50	

5.2.2 对本井钻井液的要求

设计井钻井液类型及性能要求，严格执行《长庆油田第十一采油厂 2023 年油田产能建设钻采工程方案》。（注：本井所在区块属于产建新区。根据现场施工情况及井下压力情况确定合理的钻井液密度，若在钻井过程中出现坍塌复杂或地层压力异常，经请示甲方项目组可根据实际情况适当附加 0.05-0.10，确保井下或井控安全）

5.3 井身质量

严格执行《长庆油田第十一采油厂 2023 年油田产能建设钻采工程方案》。

5.4 井身结构要求表

井身结构要求表									表 5-8
井号	表层套管			技术套管			油层套管		
	钻头 (Φmm×m)	套管 (Φmm×m)	水泥返深 (m)	钻头 (Φmm×m)	套管 (Φmm×m)	水泥返深 (m)	钻头 (Φmm×m)	套管 (Φmm×m)	水泥返深(m)
彭 293-52	311.2 × 429	244.5 × 429	地面				216.0 × 井底	139.7 × 井底	井口

注：本井表层套管下深为参考值，现场施工以实际钻穿第四系黄土层底界进入稳定岩层 30m 以上；存在饮用水层的区块，一开必须钻穿该水层，进入下部稳定地层 30m；在超前注水、老区加密及井控风险较高的区块表层下深不低于 200m，其它区域不低于 150m。

5.5 完井质量要求

完井质量要求表 表 5-9

井号	完井要求			封固质量要求		
	井口装置	试压	其它	井段(m)	封固质量	其它
彭 293-52	简易井口、环形钢板、均要焊明井号，满足后续施工。	油套试压 15MPa，30min 下降<0.5MPa		井口-人工井底	合格	油层套管

6 资料录取要求

6.1 录井要求

表 6-1

井号	层位	录井项目、井段、间距及质量											
		井段	岩屑	钻时	气测	工程	钻井液	荧光	地化	循环观察	钻井取芯(m)	井壁取芯(颗)	化验选送样
彭 293-52	直罗～井底	1740m～井底	1m 1包	1m 1点			25m 1点	逐包 干湿 滴照					

6.2 取心要求

本井未设计取心。

6.3 分析化验要求

本井无分析化验。

6.4 中途测试要求

本井无中途测试。

6.5 测井要求

表 6-2

序号	名称	井段	比例尺	项目及要求
1	完钻电测	表套底～井底	1:500	自然伽马、自然电位、井径、连斜
		1740m～井底	1:200	阵列感应、声波时差、自然伽玛、自然电位、井径、连斜
2	三样测井	井口～人工井底	1:500	变密度
		井口～人工井底	1:200	自然伽马、磁定位

7 健康、安全与环境管理

7.1 基本要求

坚持“环保优先、安全第一、质量至上、以人为本”的理念，遵守《中华人民共和国安全生产法》、《中华人民共和国环境保护法》等国家及当地政府有关健康、安全与环境保护的法律、法规相关文件规定。在开钻前必须与当地安全、环保部门取得联系，获得施工准许。严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）、《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/T 5974-2020）、《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T 6629-2005）、《石油与天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）、《石油天然气安全规程》（AQ 2012-2007）的有关规定，建立健康、安全、环境管理体系，确保施工安全，防止环境污染，实现油气田安全、清洁、可持续开发。

7.2 健康安全要求

（1）劳动保护用品依据国家法律、法规、标准、规范要求及《石油企业职业病危害因素监测技术规范》（SY/T 6284-2016）、《石油天然气作业场所劳动防护用品配备规范》（SY/T 6524-2017）、《石油放射性测井辐射防护安全规程》（SY 5131-2008）、《中华人民共和国特种设备安全法》的有关规定及钻井队所在区域特点需求配备。进入钻井作业区时，应将相应的劳保用具穿带整齐，听从安全员的培训与指挥。根据环境调查情况配备相应的防疫药品，生活垃圾集中处理、填埋或焚烧，保持营地的清洁卫生。

（2）对有毒、有害药品及化学处理剂要有专人保管，并有明显标识，防止误用；在使用时，岗位人员要穿戴防护用品（防毒面具、手套等）。

（3）做好 H_2S 、 CO 等有毒有害气体的防范措施，严格执行《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017），防止有毒有害气体溢出，配备检测装置，当检测到空气中有毒有害气体超过阈限值、安全临界浓度值、危险临界浓度值时，采取相应的安全防护措施，避免人身伤亡和环境污染。

7.3 环境管理要求

贯彻落实石油行业标准《中国石油天然气股份有限公司建设项目环境保护管理办法》（石油质安〔2017〕343号）、《中国石油天然气股份有限公司放射性污染防治管理规定》（石油安〔2012〕54号）、《长庆油田钻井试油废弃物处置及管理方案》（长油技管字

[2019] 25 号)、《长庆油田分公司固体废物管理办法》(长油安委[2022] 24 号)、《长庆油田分公司环境保护管理办法》(长油字[2019] 187 号)、《长庆油田分公司油气田建设项目环境保护实施细则》(长油[2019] 140 号)。加强环境保护预防管理,落实《长庆油田分公司油气田地面建设标准化设计管理办法》(长油[2021]29 号)、《长庆油田分公司与庆阳市生态环境局陇东油区生态环境保护工作座谈会纪要》(长庆油田分公司会议纪要[2020]35 号)的相关规定。根据国家和地方政府出台的相关法律法规、标准规范以及股份公司相关环境保护管理规定,对钻井过程中产生的废弃泥浆、钻屑进行识别和分类管理,无害化处理,实现废物回收再利用或处理后达标排放。落实“谁污染、谁治理”的环保主体责任,作业废水、废物由施工企业各自治理,做到工完料尽场地清,投产投注后井场按环保要求进行标准化建设,并进行植被恢复。

7.4 井控管理要求

贯彻落实《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T 31033-2014)、《石油天然气工业钻井和采油设备-井口装置和采油树》(GB/T 22513-2013)、《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》(SY/T 5964-2019)、《钻井井控技术规范》(Q/SY 02552-2022)、《井下作业井控技术规范》(Q/SY 02553-2022)、《钻井井场设备作业安全技术规程》(SY/T 5974-2020)、《石油天然气安全规程》(AQ 2012-2007)、《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T 5087-2017)、《含硫油气井钻井作业规程》(Q/SY 02115-2021)、《长庆油田分公司井控管理办法》(长油井控小组[2022] 6 号)、《长庆油田 2023 年钻试测录专业井控工作要点》(长油井控[2023] 4 号)、《长庆油田石油与天然气录井井控实施细则》(长油[2021] 32 号)、《长庆油田石油天然气钻井井控实施细则》(长油井控小组[2022] 2 号)。

7.4.1 长庆油田井控风险分级

综合盆地及区块风险级别、地层压力、有毒有害及可燃气体含量、浅层气、井别井型、周边环境、工艺技术等因素,单井的井控风险分为一级、二级、三级、四级。

(一) 一级井控风险井

(1) 预测地层压力 $\geq 105\text{MPa}$; (2) 预测单井天然气无阻流量 $\geq 100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$; (3) 预测硫化氢含量 $\geq 30\text{g}/\text{m}^3$ (20000ppm); (4) 垂深 $\geq 6000\text{m}$ 的井; (5) 垂深 $\geq 4500\text{m}$ 的区域探井、预探井。

满足以上条件之一的为一级井控风险井。

（二）二级井控风险井

（1） 105MPa >预测地层压力 $\geq 70\text{MPa}$ ；（2） $100 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ >预测单井天然气无阻流量 $\geq 30 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ；（3） $30\text{g}/\text{m}^3$ （20000ppm）>预测硫化氢含量 $\geq 1.5\text{g}/\text{m}^3$ （1000ppm）；（4） 6000m >垂深 $\geq 4500\text{m}$ 的井；（5） 4500m >垂深 $\geq 2000\text{m}$ 的区域探井、预探井；（6）气相欠平衡、控压钻井，重大新工艺、新技术试验井。

满足以上条件之一的为二级井控风险井。

（三）三级井控风险井

（1） 70MPa >预测地层压力 $\geq 35\text{MPa}$ ；（2）预测气油比 $\geq 300\text{m}^3/\text{t}$ 的油井和 $100\text{m}^3/\text{t}$ <预测气油比 $< 300\text{m}^3/\text{t}$ 的油井水平井；（3） $1.5\text{g}/\text{m}^3$ （1000ppm）>预测硫化氢含量 $\geq 75\text{mg}/\text{m}^3$ （50ppm）；（4）天然气井；（5）有浅层气的井；（6）垂深 $< 2000\text{m}$ 的区域探井、预探井；（7）评价井。

满足以上条件之一的为三级井控风险井。

（四）四级井控风险井

除一、二、三级井控风险井以外均为四级井控风险井。

（五）单井存在周边环境敏感、其他有毒有害气体等特殊因素，根据需要评估后可升级管理。

7.4.2 确定井位前，地质设计部门应对距离井位探井井口 5km、生产井井口 2km 以内的居民住宅、学校、厂矿（包括开采地下资源的矿业单位）、国防设施、高压电线、水资源情况、森林植被情况、通讯设施、地方道路及季风变化等进行勘察和调查，并在地质设计中标注说明；特别需标注清楚诸如煤矿等采掘矿井坑道及油气等集输管道的分布、走向、长度和距地表深度；江河、干渠周围钻井应标明河道、干渠的位置和走向等。井场大小、布局满足井控安全、环境保护及钻井技术要求，施工和验收标准执行《长庆油田钻井井场及钻前道路布置技术要求》（Q/SY CQ 02671-2020）。井位应符合以下条件：油气井井口离高压线及其它永久性设施 $\geq 75\text{m}$ ；距民宅 $\geq 100\text{m}$ ；距铁路、高速公路 $\geq 200\text{m}$ ；距学校、医院、油库、河流、水库、人口密度及高危场所等 $\geq 500\text{m}$ ；在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道和矿井通道之间的距离应 $\geq 100\text{m}$ 。

7.4.3 钻井液密度以各裸眼井段中最高地层孔隙压力当量密度值为基准，另加一个安

全附加值。油井为 $0.05 \sim 0.10 \text{g/cm}^3$ ；气井及气油比 $\geq 300 \text{m}^3/\text{t}$ 的油井为 $0.07 \sim 0.15 \text{g/cm}^3$ ；附加井底静液柱压力：油井为 $1.5 \sim 3.5 \text{MPa}$ ，气井及气油比 $\geq 300 \text{m}^3/\text{t}$ 的油井为 $3.0 \sim 5.0 \text{MPa}$ 。含 H_2S （或 CO ）油气井在进入目的层后钻井液密度或井底液柱压力附加值要选用上限值，即油井为 0.10g/cm^3 或 3.5MPa ；气井为 0.15g/cm^3 或 5.0MPa 。

7.4.4 表层套管下深应满足井控安全，进入稳定地层 30m 以上，固井水泥返至地面，且封固良好。技术套管应满足封固复杂井段、固井工艺、井控安全要求，油气层套管应满足固井、完井、井下作业及油（气）生产需求；水泥返高执行油气田开发方案。

7.4.5 防喷器安装、校正和固定应按《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》（SY/T 5964-2019）、《钻井井控技术规范》（Q/SY 02552-2018）等规定执行。

7.4.6 在打开油气层（目的层）前，承包商应分析本井油气层（目的层）作业的井控风险，制定针对性的技术措施和应急预案，由技术人员向全队职工进行地质、工程、泥浆和井控装备、井控措施等方面的技术交底。在钻开油气层（目的层）前 100m，应加强地层对比分析，及时提出可靠的地层分层预报。钻开油气层（目的层）验收具体要求执行钻开油气层验收申报、审批制度。

7.4.7 在油气层钻井过程中要加强坐岗观察，及时发现溢流。录井队要加强地层对比，及时提出地质预告。发现油气侵后应立即停钻，及时循环除气、观察，适当调整钻井液密度，做好加重压井准备工作。若油气侵现象消除，恢复正常钻进。无论何种工况或遇到任何井下工程复杂情况，首先要考虑井控风险并制定防控措施。发现溢流征兆或溢流，都要坚持“发现溢流立即正确关井，疑似溢流立即关井检查”的原则立即关井。

7.4.8 按照井控细则要求进行短程起下钻检查油气侵和溢流，计算油气上窜速度。达不到起钻要求时，要对钻井液密度符合性进行调整，直至满足起钻要求方可起钻作业。

7.4.9 油气层钻井过程中停注泄压规定

（1）建设单位在钻井开钻前应督促落实停注、泄压措施。钻井二开之前应对所钻井周围 500m 以内的注水井采取停注措施，所钻井发生溢流后，应对所钻井周围相关注水井进行井口泄压。停注、泄压后，在后期钻井过程中不能恢复注水作业，直到相应层位套管固井候凝完为止。

（2）在超前注水区、地层裂缝较发育且主应力方向与正钻井一致的区块、或曾经发生过井涌、溢流的区块以及在油气重叠区域，所钻井在打开第一个油层前 100m 到完井，

周围 1000m 以内的井禁止压裂施工（水平井以各靶点为基准计算井距）。在 1000m 以外进行压裂施工时，如果周围正钻井有溢流征兆，压裂施工也必须停止，直至所钻井完井。

7.4.10 含硫油气井应执行《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2017）、《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）和《含硫油气井钻井作业规程》（Q/SY 02115-2021）等标准，尽量避免或减少 H_2S 或 CO 等有毒有害气体进入井筒、溢出地面，最大限度地减少井内管材、工具和地面设备的损坏，避免环境污染和人身伤亡。当在空气中 H_2S 或 CO 含量超过安全临界浓度的污染区进行必要的作业时，应按相应要求做好人员安全防护工作。

7.4.11 H_2S 监测报警仪设置

（1）第一级预警设置在阈限值 $15mg/m^3$ （10ppm），达到此浓度时启动报警，提示现场作业人员 H_2S 浓度超过阈限值；

（2）第二级预警设置在安全临界浓度值 $30mg/m^3$ （20ppm），达到此浓度时，现场作业人员应佩戴正压式呼吸器；

（3）第三级预警设置在危险临界浓度值 $150mg/m^3$ （100ppm），报警信号应与二级报警信号有明显区别，警示立即组织现场人员撤离。

7.4.12 钻井队技术人员负责防 H_2S 或 CO 安全教育，队长负责监督检查。钻开油气层前，钻井队应向全队职工进行井控及防 H_2S 或 CO 安全技术交底，并充分做好 H_2S 、 CO 的监测和防护准备工作，对可能存在 H_2S 或 CO 的层位和井段，及时做出地质预报，建立预警预报制度。

7.4.13 施工过程中严格按照《长庆油田石油天然气钻井井控实施细则》要求，认真执行防喷演习制度、坐岗制度、干部 24 小时值班制度、井控事故事件汇报制度、井控例会制度、井控隐患整改制度，做好井控工作，保证施工安全。

7.5 风险提示

（1）根据长庆油田石油天然气钻井井控实施细则风险分级规定，本井风险级别为四级井控风险井。

（2）钻遇第四系防塌、防漏，白垩系地层防出水、防塌、防漏，侏罗系上部防塌，延安组地层防卡、防掉、防喷；彭阳油田侏罗系地层油层发育，钻进过程中要注意浅层气，

做好相应的防喷及应对工作。

(3) 该区延长组长 3 及侏罗系油层伴生气数据较少(邻区镇 36 井区长 3 气油比 $49\text{m}^3/\text{t}$, 孟 11-9 井区侏罗系气油比 $7\text{m}^3/\text{t}$), 但邻区镇 53 井区和镇 36 井区长 8 油层延长组油层伴生气含量较高, 甲烷化系数一般为 $32\%\sim 83\%$, 邻近的演 117、179、180、256、孟 11、17 井钻探试油过程中均未检测到 H_2S 、 CO 气体, 预测本井不含 H_2S 、 CO 气体。本井区北部的彭阳地区钻探时发现硫化氢气体成分, 彭阳地区侏罗系油层在试油作业中发现一氧化碳、硫化氢等有毒有害气体(见表 7-1)。要求施工单位开钻前做好一氧化碳、硫化氢等有毒有害气体的防范措施, 严格落实井控管理制度。进入目的层段之后, 录井队应及时定时定点监测一氧化碳、硫化氢等有毒有害气体的含量, 发现异常立即向项目组汇报, 并通知钻井队。要求按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》SY/T5087-2017 和《含硫油气井钻井作业规程》(Q/SY 02115-2021) 执行。对周边居民及工矿人员做好安全教育、安全培训、安全演练工作, 预防发生井喷, 硫化氢、一氧化碳、二氧化碳、汞等有毒有害介质泄露事故, 减少人员伤亡率。

(4) 预计该区油藏原始气油比 $93.0\text{m}^3/\text{t}$, 原始地层压力 18.5MPa , 钻井过程按照高气油比区块有关规定要求, 做好防喷及应对工作。

(5) 严格按照《长庆油田钻井、试油施工过程周边注水井停注泄压管理办法》(长油技管[2021]2 号) 文件相关要求, 钻井二开之前, 对周边 500m 范围内的注水井必须停注, 并注意观察其它邻近或新增注水井动态, 并及时向项目组汇报。切实做好地层压力预测及监测工作, 根据实际地层压力, 调整好钻井液密度, 做好防喷、防中毒等防范措施, 确保安全生产。钻井过程中发生溢流后, 应对所钻直井、定向井周边 500m 以内注水井进行井口泄压。钻井过程中, 要求对停注注水井动态监控, 采油厂(项目部) 每天记录停注井井口压力, 形成资料并保存。

(6) 加强钻井轨迹控制, 做好随钻轨迹跟踪分析及调整工作, 做好防碰设计, 保证施工安全。

彭阳 H₂S 含量分析表 表 7-1

区块	井名	层位	油管 H ₂ S 含量 (ppm)	套管 H ₂ S 含量 (ppm)
彭阳	演 33	延 8	61	985
	演 205	延 8	100	1000+
	演 23	延 9	1000+	1000+
	演 25	延 7	0	15
	演 34	延 7	448	0
	演 27	延 8	1000	1000+
	演 43	长 3	300	570
	演 38	延 9	20	500
	演 201	延 7	100	10
	演 39	长 3	260	1000+

8 设计及施工变更

8.1 设计变更程序

在钻井施工过程中因地质原因确需变更设计时，应书面报告，审批后方可实施。

8.2 目标井位变更程序

在钻井施工过程中由于有地面障碍等原因无法实现设计地质目标，应书面报告目标井位移动原因，移动后的坐标，及时进行补充设计。

8.3 施工计划变更程序

由于遇到不可抗力或开发部署调整确需变更设计时，应及时进行补充设计，审批后方可实施。

9 提交资料要求

完井后提交资料总的要求按中国石油天然气股份有限公司《录井资料采集处理解释规范》（Q/SY 01128-2020）、《录井资料质量评价规范》（Q/SY 01024-2018）和《录井工程现场监督及质量控制规范》（Q/SY 01067-2019）执行，同时，要按照各油田公司对开发井的管理办法，提交相关资料，并在完井时一并提交验收。

9.1 资料提交期限

录井队按甲方要求，及时上交资料。

9.2 项目及内容

9.2.1 原始资料(包括钻井地质设计书、录井班报、岩屑描述记录、钻井取心描述记录、岩心描述记录、原始记录表格、分析化验成果等)

9.2.2 处理资料（录井报告及附图表、各类录井图）

按甲方要求，保质保量上交。

9.2.3 磁介质资料（磁盘和光盘等）

按甲方要求，保质保量上交。

9.2.4 实物资料（岩心及岩屑）

按甲方要求，保质保量上交。

10 其它要求

10.1 复杂情况录井要求

10.1.1、井涌、井喷

发生井涌或井喷时，应观察记录如下情况：

- （1）涌或井喷的井深、层位、岩性、起止时间、喷（涌）势并及时取样；
- （2）井涌或井喷过程中的喷高或射程、含油气水情况和气体组分的变化情况，泵压和钻井液性能的变化情况；
- （3）压井过程、时间、钻头位置、压井液数量和性能；
- （4）井涌或井喷原因分析，如异常压力的出现，放空井涌，起钻抽汲等。

10.1.2、井漏

发生井漏时，应观察记录如下情况：

- （1）漏失井段、层位、岩性、起止时间、漏失量、漏失钻井液的性能及漏失前及漏失过程中的泵压变化、排量和钻井液性能、体积的变化及井筒内的“静止液面”；
- （2）井口返出情况，返出量，有无油气水显示；
- （3）井漏处理情况，堵漏的时间，堵漏的材料类型，泵入数量，堵漏时钻井液的性能，有无返出物等；
- （4）井漏的原因分析（地质因素，工程因素和人为因素等）。

10.1.3、钻遇异常情况

钻遇异常高压油气层或异常高压水层、放空等地质现象时，要立即停钻循环观察井口、槽面、罐面，及时做好后效测量，待分析清楚地质情况和工程采取了必要防备措施后才能继续钻进。

10.1.4、认真搞好非目的层的控制性录井工作，卡准第四系、白垩系地层底界，做好地质预告工作。

10.1.5、认真搞好现场地质录井与地层对比工作，卡准地层、油气层。注意落实油气显示，若目的层油气显示不好以及打口袋过程中见油斑或以上显示，及时请示项目组，以便采取相应措施。

10.1.6、注意保护工区环境，做好林区防火、防护工作。雨季期间，做好防洪防汛工作。

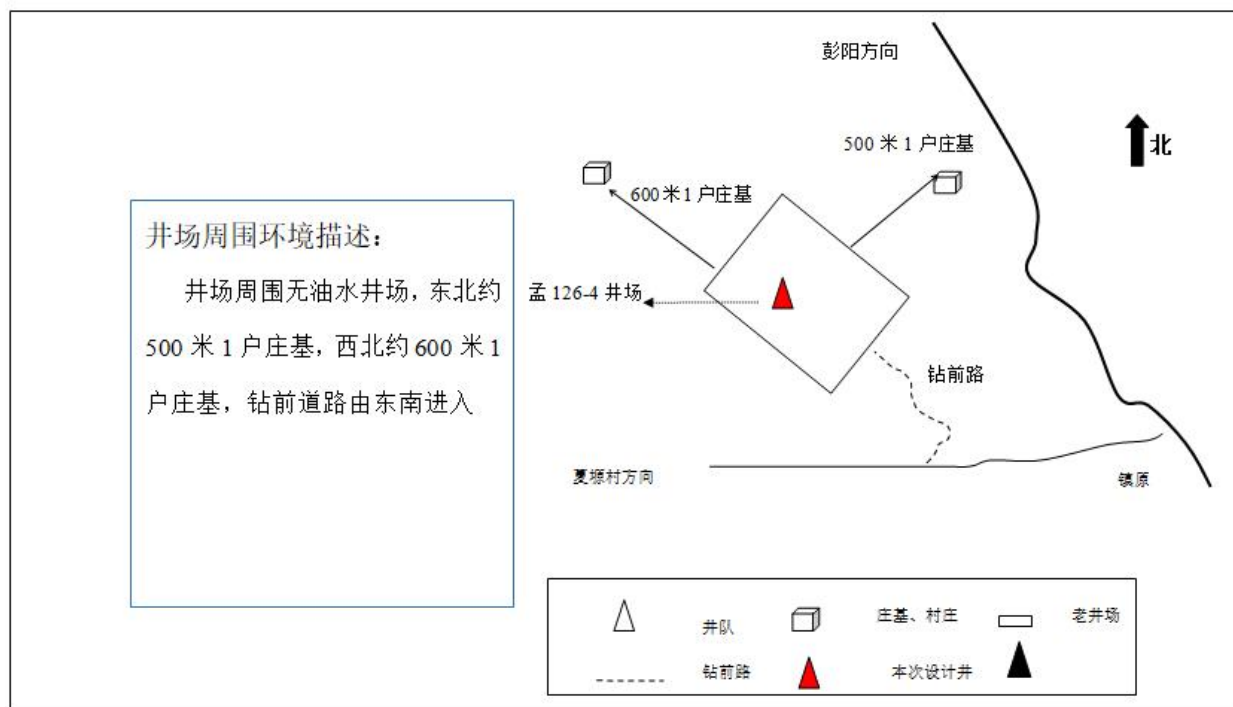
10.1.7、录井前检查录井仪器和其它录井设施，保证录井过程中仪器运转正常，其它设施齐全、准确、规范。

10.1.8、开钻前应详细了解周围注水井压力情况，收集有关资料，遇特殊情况及时请示项目组。

注：钻井地质设计为内部资料，各部门在使用过程中及使用后，必须按相关保密管理规定进行处理，防止泄密。

11 附件、附图及附表

11.1 井场周边环境图

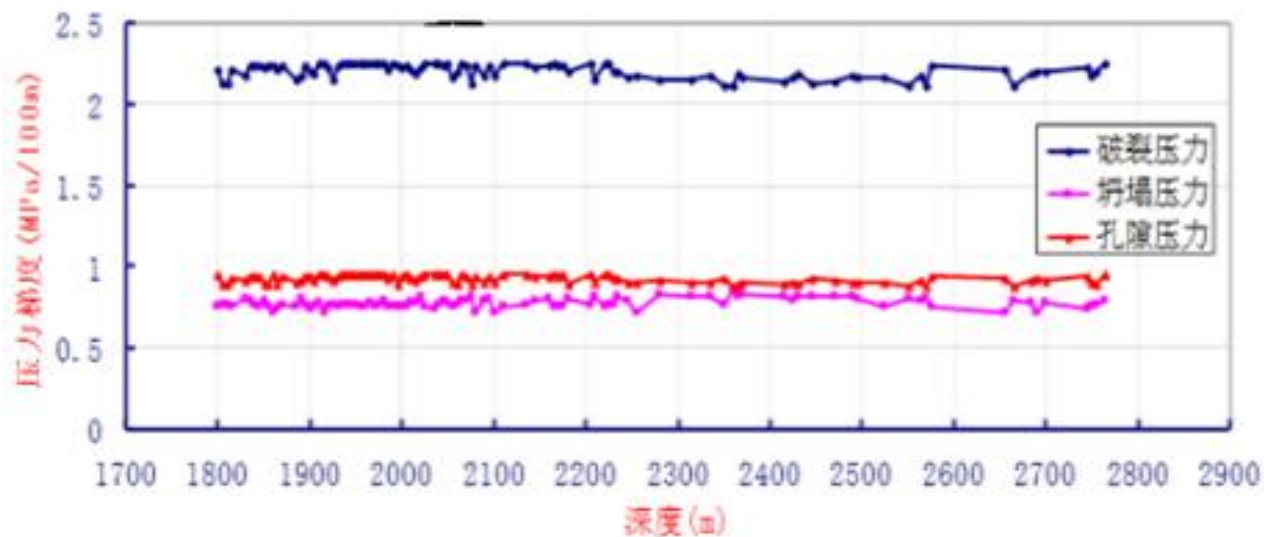


地理位置：宁夏回族自治区固原市彭阳县红河镇夏塬村
承钻单位：靖边东瀚 30006 队

制图：康富富
日期：2023 年 03 月 27 日

11.2 地层三压力剖面参考图

彭阳地区压力三剖面



11.3 附件 施工现场疫情防控要求

11.3.1 新冠感染疫情防控要求

施工单位在施工期间需要严格按照《中华人民共和国传染病防治法》、《国家突发公共卫生事件总体应急预案》、《新型冠状病毒感染诊疗方案（试行第十版）》（国卫办医急函〔2023〕4号）、油田公司下发的《长庆油田分公司新冠感染疫情防控工作指导手册（第七版）》（长油疫防〔2022〕7号文件）、油田公司下发的《关于统筹做好疫情防控新阶段安全生产工作的通知》（长庆油田分公司QHSE委员会办公室2022年12月27日）、《关于进一步做好新形势下疫情防控工作的通知》（长庆油田分公司新冠疫情防控工作领导小组办公室2023年1月5日）等相关法律法规、文件及当地地方政府疫情防控指挥部的相关要求，做好疫情防控知识培训，制定新冠感染疫情防控复工复产方案、返岗人员隔离管理工作方案，建立新冠感染疫情防控复工复产应急预案，签订疫情防控责任书，严格落实疫情防控措施。

施工单位要严格遵守国家、各级地方政府以及油田公司的防疫要求，执行最新出台的法律法规以及相关防疫要求。

国家或地方政府新冠感染疫情防控指挥部解除疫情防控措施之后自动恢复到正常状态。

11.3.2 其它突发疫情防控要求

施工单位应严格遵守《中华人民共和国传染病防治法》、《突发公共卫生事件应急预案》等各级地方政府相关法律法规、公司和上级部门相关的规章制度和要求，执行最新出台的法律法规以及相关防疫要求，制订切实有效的防控措施和处置预案，贯彻落实各项要求和措施，确保员工的生命安全和身体健康，维护正常的生产生活秩序。