**鄂尔多斯盆地华庆油田元西延10区块**

**井 号：元311-19**

**井 别：注水井（取心）**

**井 型：定向井**

**风险级别：四级井控风险井**

**钻井地质设计**

|  |
| --- |
| 元西延10区块元311-19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地质设计中心  设 计 人：季 程  日期：2022年 6 月 14 日  审 核 人：  （签字）  日期： 年 月 日  单位负责人：  （签字）  日期： 年 月 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 1

**2.1 构造概况** 2

**2.2 标准地层剖面** 3

**2.3 储集层特征** 4

**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** 10

**5.4 井身结构要求** 11

**5.5 完井质量要求** 11

6 资料录取要求 12

**6.1 录井要求** 12

**6.3 分析化验要求** 13

**6.4** **中途测试要求** 13

**6.5　测井要求** 13

7 健康、安全与环境管理 14

**7.1 基本要求** 14

**7.2 健康安全管理要求** 14

**7.3 环境管理要求** 14

**7.4 井控管理要求** 14

**7.5 风险提示** 18

8 设计及施工变更 20

**8.1 设计变更程序** 20

**8.2 目标井位变更程序** 20

**8.3 施工计划变更程序** 20

9 提交资料要求 20

**9.1 资料提交期限** 20

**9.2 项目及内容** 20

10其它要求 21

11 附件、附图及附表 22

**11.1 井场周围环境示意图** 22

**11.2 井位部署图** 23

**11.3 地层压力参考图** 23

**11.4 附件 疫情防控工作措施及要求** 24

# 1 井区自然概况

## **1.1 地理简况**

**1.1.1**  地理环境

井区位于甘肃省华池县境内，华池县地处甘肃省东端，东北与陕西省志丹、吴旗、定边接壤，西南与甘肃省内的庆城、环县、合水为邻,地处东经107°29′～108°33′，北纬36°07′～36°51′之间，属典型的黄土塬地貌，地面海拔1100～1780m，地表为100m～250m厚的第四系黄土覆盖，地形复杂，沟壑纵横，梁峁参差。

**1.1.2** 交通、通讯

该井距公路主干线较近，乡村公路发达，交通、通讯比较方便，通讯网络已基本覆盖。

**1.1.3**  周边环境描述

井场周边环境见附图1。

## **1.2 气象、水文**

**1.2.1**  气候

区内属黄土地貌，第四系黄土覆盖厚度35～240m，泾河水系之上游马莲河、蒲河流经油田东西两侧，次级支流呈树枝状，地形比较复杂。气候干旱，工业用水开采层为宜君组、洛河组，单位产水量大约13-23m3/h，水质差，矿化度大于2g/l。

**1.2.2**  气温

年平均气温9.6℃～11.9℃。

**1.2.3**  雷雨雪霜

年平均降水量537.4mm，年平均蒸发量1400mm。降雨量与蒸发量季节性变化明显，降雨多集中在七、八、九三个月。

## **1.3 灾害性地理地质现象**

夏季多雷雨，山洪、泥石流、冰雹、雷击时有发生。

# 2 地质简介

## **2.1 构造概况**

**2.1.1** 区域地质背景

华庆油田区域上位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中部，该区三叠系延长组长6期构造比较简单，总体为一平缓的西倾单斜，倾角不足1度，区内断层和褶皱不发育，在单斜背景上由于差异压实作用，在局部形成起伏较小轴向近东西或北东向（隆起幅度10-30m）的鼻状隆起。这些鼻状隆起与沉积砂体匹配，对油气富集有一定控制作用。

**2.1.2**  构造基本特征

区域上属陕北斜坡西南段，局部构造位于庆阳鼻褶带，构造形态为西倾单斜。该区主要开发层系有侏罗系延10、富县组及延长组。

## **2.2 标准地层剖面**

**华庆油田地层沉积特征及地层划分表 表2-1**

表2-1详细的记录了华庆油田地层沉积特征及地层划分的基本数据，接下来是关于表2-1的基本数据的详细描述。地层单元为侏罗系（系）、直罗组（组）、没填写内容（段）的没填写内容油层组的，地层厚度是300～370m，岩性特征是厚层块状中－粗粒砂岩。，标志层是没填写内容。
地层单元为侏罗系（系）、延安组（组）、没填写内容（段）的延4+5油层组的，地层厚度是0～40m，岩性特征是灰白色块状细－中粒石英砂岩与灰黑色泥岩夹煤层。，标志层是没填写内容。
地层单元为侏罗系（系）、延安组（组）、没填写内容（段）的延6油层组的，地层厚度是26～45m，岩性特征是灰白色厚层细－中粒砂岩与灰黑色泥岩，顶部煤层区域分布稳定。，标志层是Y6顶煤。
地层单元为侏罗系（系）、延安组（组）、没填写内容（段）的延7油层组的，地层厚度是30～38m，岩性特征是灰白色厚层砂岩与灰黑色泥岩互层，夹煤线。，标志层是Y7顶煤。
地层单元为侏罗系（系）、延安组（组）、没填写内容（段）的延8油层组的，地层厚度是25～40m，岩性特征是灰白色块状细－中粒砂岩与灰黑色泥岩夹煤层，煤层比较稳定。，标志层是Y8顶煤。
地层单元为侏罗系（系）、延安组（组）、没填写内容（段）的延9延91油层组的，地层厚度是0～15m，岩性特征是灰白色厚层块状中粒砂岩夹黑色泥岩和煤层。，标志层是Y9顶煤。
地层单元为侏罗系（系）、延安组（组）、没填写内容（段）的延9延92油层组的，地层厚度是0～25m，岩性特征是灰白色厚层块状中粒砂岩夹黑色泥岩和煤层。，标志层是Y9顶煤。
地层单元为侏罗系（系）、延安组（组）、没填写内容（段）的延9延93油层组的，地层厚度是0～40m，岩性特征是灰白色厚层块状中粒砂岩夹黑色泥岩和煤层。，标志层是Y9顶煤。
地层单元为侏罗系（系）、延安组（组）、没填写内容（段）的延10油层组的，地层厚度是0～150m，岩性特征是灰白色块状色中－粗粒砂岩夹灰色、灰黑色泥岩、煤层。，标志层是没填写内容。
地层单元为侏罗系（系）、富县组（组）、没填写内容（段）的没填写内容油层组的，地层厚度是0～100m，岩性特征是厚层块状砂岩、砂砾岩夹紫红色泥岩。，标志层是没填写内容。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y5（段）的长1油层组的，地层厚度是0～120m，岩性特征是暗色泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩不等厚互层，夹碳质泥岩及煤线。，标志层是K9。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y4（段）的长2长21油层组的，地层厚度是40～45m，岩性特征是灰绿色块状细砂岩夹暗色泥岩。，标志层是没填写内容。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y4（段）的长2长22油层组的，地层厚度是40～45m，岩性特征是浅灰色细砂岩夹暗色泥岩。，标志层是K8。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y4（段）的长2长23油层组的，地层厚度是40～50m，岩性特征是灰、浅灰色细砂岩夹暗色泥岩。，标志层是K7。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y4（段）的长3油层组的，地层厚度是90～110m，岩性特征是浅灰、灰褐色细砂岩夹暗色泥岩。，标志层是K6。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y3（段）的长4+5长4+51油层组的，地层厚度是40～50m，岩性特征是浅灰色粉细砂岩与暗色泥岩互层。，标志层是K5。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y3（段）的长4+5长4+52油层组的，地层厚度是40～60m，岩性特征是浅灰色粉细砂岩与暗色泥岩互层。，标志层是K5。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y3（段）的长6长61油层组的，地层厚度是25～30m，岩性特征是褐灰色块状细砂岩夹暗色泥岩。，标志层是K4。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y3（段）的长6长62油层组的，地层厚度是30～35m，岩性特征是浅灰色粉细砂岩夹暗色泥岩。，标志层是K3。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y3（段）的长6长63油层组的，地层厚度是35～45m，岩性特征是灰黑色泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩互层夹薄层凝灰岩。，标志层是K2。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y3（段）的长7长71油层组的，地层厚度是35～45m，岩性特征是暗色泥岩、碳质泥岩、油页岩夹薄层粉~细砂岩。，标志层是没填写内容。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y3（段）的长7长72油层组的，地层厚度是40～50m，岩性特征是暗色泥岩、碳质泥岩、油页岩夹薄层粉~细砂岩。，标志层是K1。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y3（段）的长7长73油层组的，地层厚度是20～30m，岩性特征是暗色泥岩、碳质泥岩、油页岩夹薄层粉~细砂岩。，标志层是没填写内容。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y2（段）的长8油层组的，地层厚度是80～100m，岩性特征是暗色泥岩、砂质泥岩夹灰色粉细砂岩。，标志层是没填写内容。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y2（段）的长9油层组的，地层厚度是80～110m，岩性特征是暗色泥岩、页岩夹灰色粉细砂岩。，标志层是顶K0。
地层单元为三叠系（系）、延长组（组）、T3y1（段）的长10油层组的，地层厚度是280～350m，岩性特征是灰色厚层块状中细砂岩，粗砂岩，麻斑结构。，标志层是顶K-1。
地层单元为三叠系（系）、纸坊组（组）、没填写内容（段）的没填写内容油层组的，地层厚度是没填写内容m，岩性特征是灰紫色泥岩、砂质泥岩与紫红色中细砂岩互层。，标志层是没填写内容。

## **2.3 储集层特征**

**2.3.1** 沉积特征

延安组为一套湖泊～河流及沼泽相沉积，储层砂体为三角洲平原分流河道砂体、三角洲前缘水下河道砂体、河口坝砂体、河道砂体。延10属于辫状河流相沉积，是一种近源、富砂、低弯度河，河流以随意方式网状化，由于富砂，悬浮沉积物较少，缺少堤、漫之类的沉积，河流以比较连续地扫过它所形成的泛滥平原，造成砂体在相当大的范围内集中发育、连片分布。

**2.3.2** 岩性及物性特征

该井区延安组储层岩性为细～中细岩屑长石石英砂岩，填隙物主要以铁方解石、方解石、绿泥石、水云母、高岭石、铁白云石、白云石及硅质等，该区平均孔隙度为16.9%，平均渗透率为18.5mD，整体属中孔低渗储层。

**2.3.3**  空间展布特征

华庆油田侏罗系属半深湖-深湖相沉积环境，主要发育湖底滑塌浊积扇沉积，以中扇亚相为主，可分为浊积水道、浊积叶状体两种沉积微相，其中浊积水道是主要沉积微相，砂体基本上呈北东-南西向展布。

**2.3.4** 岩石的敏感性

华庆油田延安储层为无～弱速敏、中等酸敏、中等偏弱～中等盐敏、弱水敏、弱～中等偏强碱敏。

## **2.4 油气藏简述**

**2.4.1**  油气藏类型

该区延10油藏是鼻隆顶部的一个极不规则的背斜，属岩性-构造油藏。

**2.4.2** 流体性质及有毒、有害气体含量

侏罗系流体性质：地面原油粘度10.24mpa•s，地面原油比重0.864，凝固点15.0°C；地层原油密度0.803g/cm3，地层原油粘度1.70mpa•s，地层水矿化度30.2g/L，水型为CaCl2型，目前暂未监测到CO、H2S等有毒有害气体。**要求施工前及施工过程中必须监测有毒有害气体并记录，做好防护工作，防止人员中毒。**

**2.4.3** 油气水界面

由于受储层的平面、储层的层间、储层的层内非均质性的影响，油水界面的出现在平面上的表现完全是随机的，没有明显的规律性可言。油层水为地层原始束缚水，油水关系是在成藏过中形成的，油藏没有经过二次运移，油水的分异作用不明显，油水的存在形式主要有油包水和水包油两种形式，完全受到储层内部流体特点的制约。

**2.4.4**  温度及压力系统

华庆油田延安组油藏平均埋深1580m，地层温度46.2℃，该区延安组原始地层压力11.7MPa，原始气油比30.3 m3/t。

## **2.5 勘探开发简况**

该区为侏罗系延10油藏新开发区块，预测含油面积1.5km2，地质储量90×104t，预测最终采收率30.0%，预测可采储量27×104t。2020年完钻评价井元504井，钻遇油层1.9m，油水层1.9m，试排日产纯油62.0t，目前，日产液6.3m3，日产油3.8t。含水28.5%。

## **2.6 已钻井复杂情况**

已钻井在录井、测井及钻井施工过程中没有复杂情况发生。

# 3 设计依据及开发部署

## **3.1 设计目的**

完成产能建设任务。

## **3.2 设计依据**

3.2.1 依据长庆油田公司超低渗透油藏开发下发的元311-19井钻井地质要求。

3.2.2 依据元西延10井区勘探、开发成果。

3.2.3 依据《长庆油田分公司钻井地质设计管理办法》

## **3.3 设计井基本数据**

元311-19井基本数据 表3-1

表3-1详细的记录了元311-19井基本数据，接下来是关于表3-1的基本数据的详细描述。 井号是元311-19，钻井顺序为3，井别是注水井（取心），井型是定向井，前拖距离是0+6+6m，地理位置在甘肃省庆阳市华池县怀安乡怀安村，井的构造位置是鄂尔多斯盆地伊陕斜坡,井组复测的纵坐标X是4047666.34，横坐标Y是4047666.34，井口的纵坐标X是4047677.16 ，横坐标Y是36482289.40 ，井的设计方位是39.74°，设计位移是295°，中靶的纵坐标X是4047904 ，横坐标Y是36482478 ，靶心半径是≤20m，磁偏角是-2.83°，中靶垂深是1607m，设计井深是1647m，靶心海拔是-119.67 m，大厅方向是334.42°，地面海拔是1481.83m，补心海拔是1487.33 m，目的层是延安组延10，完钻层位在延安组，完钻原则是钻穿延安组延10油层底以下35m完钻，完井方式是套管射孔完井,以上就是关于表3-1的所有内容。

**备注：加强录井，若完井口袋内见油气显示，立即向项目组汇报，确定具体完钻井深。**

# 4 设计分层数据表

设计分层数据表  表4-1

表4-1详细记录了元311-19井设计分层数据情况，接下来是关于表4-1的基本数据的详细描述。层位为第四系的，设计分层的本井底深是269 m，设计分层的本井厚度是264 m，设计分层的邻井川平47-26信息是270.1 m，设计分层（m）的岩性是黄褐色砂质粘土，底部为砾石层，设计分层的故障提示是防漏。
层位为环河组的，设计分层的本井底深是455 m，设计分层的本井厚度是186 m，设计分层的邻井川平47-26信息是454.9 m，设计分层（m）的岩性是黄绿色砂质页岩与灰白、暗棕色砂岩粉砂岩互层，设计分层的故障提示是防出水。
层位为华池组的，设计分层的本井底深是592 m，设计分层的本井厚度是137 m，设计分层的邻井川平47-26信息是592.2 m，设计分层（m）的岩性是灰紫、浅棕色砂岩夹灰紫、灰绿色页岩，设计分层的故障提示是防出水。
层位为洛河组的，设计分层的本井底深是1017 m，设计分层的本井厚度是425 m，设计分层的邻井川平47-26信息是1017.4 m，设计分层（m）的岩性是桔红色块状交错层砂岩，局部夹桔红色粉砂岩，设计分层的故障提示是防漏。
层位为安定组的，设计分层的本井底深是1107 m，设计分层的本井厚度是90 m，设计分层的邻井川平47-26信息是1106.9 m，设计分层（m）的岩性是紫红色泥岩，底部有黄色细砂岩，顶部为泥灰岩，设计分层的故障提示是防掉。
层位为直罗组的，设计分层的本井底深是1482 m，设计分层的本井厚度是375 m，设计分层的邻井川平47-26信息是1482.4 m，设计分层（m）的岩性是灰绿、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，设计分层的故障提示是防塌。
层位为延安组（未穿）的，设计分层的本井底深是1647 m，设计分层的本井厚度是165 m，设计分层的邻井川平47-26信息是1680.9 m，设计分层（m）的岩性是深灰、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，设计分层的故障提示是防塌防卡防掉防喷防气侵。

**预计油气水层位置**  表4-2

表4-2详细记录了元311-19井预计油气水层位置，接下来是关于表4-2的基本数据的详细描述。层位为延10的，预计油气水层位置是1602～1605m，相当于邻井油气显示的井号是川平47-26井补心海拔：1487.33m，相当于邻井油气显示的井段是1601.9～1604.8m，相当于邻井油气显示的含油显示是没填写内容，相当于邻井油气显示的解释结果是干层。
层位为延10的，预计油气水层位置是1605～1610m，相当于邻井油气显示的井号是川平47-26井补心海拔：1487.33m，相当于邻井油气显示的井段是1604.8～1610.3m，相当于邻井油气显示的含油显示是油迹，相当于邻井油气显示的解释结果是油层。
层位为延10的，预计油气水层位置是1610～1612m，相当于邻井油气显示的井号是川平47-26井补心海拔：1487.33m，相当于邻井油气显示的井段是1610.3～1612.2m，相当于邻井油气显示的含油显示是油迹，相当于邻井油气显示的解释结果是油水同层。
层位为延10的，预计油气水层位置是1612～1680m，相当于邻井油气显示的井号是川平47-26井补心海拔：1487.33m，相当于邻井油气显示的井段是1612.2～1680.2m，相当于邻井油气显示的含油显示是没填写内容，相当于邻井油气显示的解释结果是水层。

# 5 工程要求

## **5.1 地层压力**

**5.1.1**  已钻井实测地层孔隙压力

已钻井实测地层孔隙压力成果表 表5-1

表5-1详细记录了元311-19井已钻井实测地层孔隙压力成果，接下来是关于表5-1的基本数据的详细描述。 井号是庆64区块，层位是延10，油层中部深度是1500m，地层压力是11.70MPa，压力系数是0.84，时间是没填写内容。

**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

表5-2详细记录了元311-19井已钻井破裂压力试验成果，接下来是关于表5-2的基本数据的详细描述。井号是元西25-13，层位是延10，井段是1640.0～1644.0m，破裂压力是31.3MPa，破裂压力梯度是0.31MPa/100m，备注是借鉴相邻区块压力数据。

**5.1.3** 生产井的采（注）压力

邻井注水井动态数据表 表5-3

表5-3详细记录了元311-19井邻井注水井动态数据，接下来是关于表5-3的基本数据的详细描述。注：本井周围没有投注水井。钻进过程中注意防范溢流。施工时应及时了解周围超前注水井情况，是否有新增注水井，如影响本井施工，及时汇报并采取停注泄压措施，根据井控细则要求，二开前停注1000m以内的注水井。本井注水井数据取自采油十厂2022年6月12日注水井日报，要求施工单位在二开前核实邻井注水情况。

邻井采油井动态数据表 表5-4

表5-4详细记录了元311-19井邻井采油井动态数据，接下来是关于表5-4的基本数据的详细描述。序号为1的，层位是延10，井号是元西17-5，油层中深是1505m，日产液是4.38t，日产油是3.33t，含水是9.5 %，备注是没填写内容。

**5.1.4**  地层压力预测表

元311-19井地层压力预测表 表5-5

表5-5详细记录了元311-19地层压力预测数据，接下来是关于表5-5的基本数据的详细描述。井号元311-19，层位是延10的，油层中部深度是1607m，压力系数是0.84，复杂提示是防喷、防溢流。

（注：地层压力参考图见附图2）

## **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 表5-6

表5-6详细记录了元311-19已钻井钻（完）井液使用情况数据，接下来是关于表5-6的基本数据的详细描述。井号是元312-43，层位是直罗组的，井段是1178-1480m，钻井液/完井液类型是聚合物，钻井液/完井液密度是1.03 g/cm3，钻井液/完井液粘度是30s，油、气、水显示及漏失情况是油层无漏失。
井号是元312-43，层位是延安组的，井段是1480-1713m，钻井液/完井液类型是聚合物，钻井液/完井液密度是1.04 g/cm3，钻井液/完井液粘度是31s，油、气、水显示及漏失情况是油层无漏失。
井号是元312-43，层位是富县组的，井段是1713-1764m，钻井液/完井液类型是聚合物，钻井液/完井液密度是1.04 g/cm3，钻井液/完井液粘度是32s，油、气、水显示及漏失情况是油层无漏失。

**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表 表5-7

表5-7详细记录了元311-19井设计井钻井液类型及性能要求数据，接下来是关于表5-7的基本数据的详细描述。层位是黄土的，钻井液类型是细分散，常规性能中密度是1.03～1.04 g/cm3，常规性能中粘度是35～50s，常规性能中失水是没填写内容ml，常规性能中PH值是10，常规性能中PV是没填写内容 mPa.s，常规性能中YP是没填写内容 Pa，常规性能中静切力是没填写内容Pa，备注是防漏。
层位是洛河的，钻井液类型是清水聚合物，常规性能中密度是1.01～1.03 g/cm3，常规性能中粘度是28～33s，常规性能中失水是不控ml，常规性能中PH值是7～8，常规性能中PV是2～3 mPa.s，常规性能中YP是0.5 Pa，常规性能中静切力是没填写内容Pa，备注是防漏。
层位是安定的，钻井液类型是清水聚合物，常规性能中密度是1.01～1.02 g/cm3，常规性能中粘度是30～33s，常规性能中失水是不控ml，常规性能中PH值是7～8，常规性能中PV是2～4 mPa.s，常规性能中YP是1.0 Pa，常规性能中静切力是没填写内容Pa，备注是没填写内容。
层位是直罗的，钻井液类型是清水聚合物，常规性能中密度是1.01～1.02 g/cm3，常规性能中粘度是30～35s，常规性能中失水是＜20ml，常规性能中PH值是7～8，常规性能中PV是3～6 mPa.s，常规性能中YP是1～2 Pa，常规性能中静切力是0.5～1Pa，备注是防塌防卡。
层位是延安的，钻井液类型是低固相聚合物，常规性能中密度是1.01～1.03 g/cm3，常规性能中粘度是32～35s，常规性能中失水是＜8.0ml，常规性能中PH值是7.5～9，常规性能中PV是3～6 mPa.s，常规性能中YP是2～5 Pa，常规性能中静切力是1～3Pa，备注是防卡。
层位是富县的，钻井液类型是低固相聚合物，常规性能中密度是1.02～1.04 g/cm3，常规性能中粘度是32～35s，常规性能中失水是＜8.0ml，常规性能中PH值是7.5～9，常规性能中PV是3～6 mPa.s，常规性能中YP是2～5 Pa，常规性能中静切力是1～3Pa，备注是防卡。
层位是延长的，钻井液类型是低固相聚合物，常规性能中密度是1.05～1.08 g/cm3，常规性能中粘度是35～60s，常规性能中失水是＜8.0ml，常规性能中PH值是8～9，常规性能中PV是6～15 mPa.s，常规性能中YP是2～5 Pa，常规性能中静切力是1～3Pa，备注是防卡。
保护油气层要求：进入油层前100m，停止加入大分子聚合物，将钻井液转化为低固相、低滤失量的聚合物完井液。打开油层完井液密度：A. 地层压力系数≤1.0：侏罗系储层钻井液密度≤1.05g/cm3、三叠系储层钻井液密度≤1.08g/cm3，API失水≤5.0ml；B. 超前或同步注水区块：钻井液密度在目前地层压力当量密度值上附加0.10g/cm3；C. 老区加密井、调整井区块：钻井液密度≥1.20g/cm3；D.发生过溢流、井涌的区块：根据实钻情况，钻井液密度≥1.25g/cm3，以实现平衡钻井为原则，压稳后再进行施工，确保安全钻井。

## **5.3 井身质量**

执行钻采工程方案。

## **5.4 井身结构要求**

井身结构要求表 表5-8

表5-8详细记录了元311-19井的井深结构要求数据，接下来是关于表5-8的基本数据的详细描述。 表层套管的钻头是311.2×299Φmm×m，表层套管的套管是244.5×299Φmm×m，表层套管的水泥返深是地面m，油层套管的钻头是215.9×井底Φmm×m，油层套管的油层套管是139.7 ×井底Φmm×m，油层套管的水泥返深是常规密度水泥返至洛河底界以上50m，低密度返出地面。。
注：一开必须进入稳定岩层30m；存在罗汉洞组民用水层的区块，一开必须钻穿罗汉洞水层进入下部稳定岩层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，其它地区不低于150m；设计表套井深仅供参考，以实际卡层为准。同时表层钻进过程中要采取措施预防井漏发生。

## **5.5 完井质量要求**

完井质量要求表 表5-9

表5-9详细记录了元311-19井的完井质量要求数据，接下来是关于表5-9的基本数据的详细描述。井号是元311-19，完井要求中井口装置是简易井口、环形钢板、均要焊明井号，满足后续施工。，完井要求中试压是20MPa，30min压降＜0.5MPa，封固质量要求中井段是井口~井底m，封固质量要求中封固质量是合格以上，封固质量要求中其它的内容是没填写内容。

# 6 资料录取要求

## **6.1 录井要求**

资料录取要求 表6-1

表6-1详细记录了元311-19井的资料录取要求数据，接下来是关于表6-1的基本数据的详细描述。 井号是元311-19的，层位是直罗组～井底，录井项目、井段、间距及质量中的井段是1110～井底m，录井项目、井段、间距及质量中的岩屑是1m/点，录井项目、井段、间距及质量中的钻时是1m/点，录井项目、井段、间距及质量中的气测是没填写内容m/点，录井项目、井段、间距及质量中的工程是没填写内容m/点，录井项目、井段、间距及质量中的钻井液是10m/点，录井项目、井段、间距及质量中的荧光是逐包检查m/点，录井项目、井段、间距及质量中的核磁是岩心段m/点，录井项目、井段、间距及质量中的循环观察是没填写内容，录井项目、井段、间距及质量中的钻井取心是10m，录井项目、井段、间距及质量中的井壁取心是没填写内容颗，录井项目、井段、间距及质量中的化验选送样是见6.3。

注：核磁录井具体取样要求请示项目组。

**6.2 取心要求**

**6.2.1** 设计钻井取心层位、井段、进尺

设计钻井取心数据表 表6-2

表6-2详细记录了元311-19井的设计钻井取心数据，接下来是关于表6-2的基本数据的详细描述。层位是延10的，设计井段是1602～1612m，取心进尺是10m，相当于邻井油气显示段是相当于川平47-26井1602.0～1612.0m。

**6.2.2**  钻井取心原则及要求

（1）延10油层段全分析卡层取心，要求穿鞋带帽，取心收获率≥95%；

（2）做好邻井对比，卡准取心层位，发现地层变化较大时，立即向项目组汇报，进一步确定取心井段；

（3）接近取心层位时，每0.2m记录钻时，如钻时明显加快，及时进行地质循环，并向项目组汇报。

## **6.3 分析化验要求**

分析化验项目表 表6-3

表6-3详细记录了元311-19井的分析化验项目数据，接下来是关于表6-3的基本数据的详细描述。 层位延10，样品类型有含油砂岩、不含油砂岩。其中样品类型含油砂岩，分析项目及取样密度（块/m）中孔隙度、渗透度是5～10，分析项目及取样密度（块/m）中饱和度是5～10。样品类型不含油砂岩，分析项目及取样密度（块/m）中孔隙度、渗透度是没填写内容，分析项目及取样密度（块/m）中饱和度是没填写内容。层位延10的全分析是1、油层段上、中、下各取一个（要求：含油性、物性较好的，样品不能剖开，样品长度20-25cm）。2、选送样按标准（全直径样品用蜡封）。，备注是按照《关于进一步加强岩心分析化验质量管理工作的通知》（长油勘探字[2014]14号）文件执行。。

## **6.4** **中途测试要求**

## **6.5　测井要求**

测井内容表 表6-4

表6-4详细记录了元311-19井的测井内容数据，接下来是关于表6-4的基本数据的详细描述。序号1名称为完钻电测的，井段是表套底～井　底，比例尺是1：500，项目及要求是阵列感应、声波时差、自然伽马、自然电位、井径、连斜。
序号1名称为完钻电测的，井段是1110m～井　底，比例尺是1：200，项目及要求是阵列感应、岩性密度、声波时差、自然伽马、自然电位、井径、连斜。
序号2名称为三 样 测 井的，井段是井口～人工井底，比例尺是1：500，项目及要求是变密度。
序号2名称为三 样 测 井的，井段是1110m～人工井底，比例尺是1：200，项目及要求是自然伽马、磁定位。

备注：特殊项目的测井段以测井通知为准。

# 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 健康安全管理要求**

（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具配备规范》（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H2S、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 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 02552-2018）、《井下作业井控技术规范》（Q/SY 02553-2018 ）、《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）、《关于印发〈长庆油田石油天然气钻井井控实施细则〉的通知》（长油井控小组［2022］2号）印发的《长庆油田石油天然气钻井井控实施细则》等有关规定。

**7.3.1**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≥105MPa；（2）预测单井天然气无阻流量≥100×104m3/d；（3）预测硫化氢含量≥30g/m3（20000ppm）；（4）垂深≥6000m的井；（5）垂深≥4500m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≥70MPa；（2）100×104m3/d>预测单井天然气无阻流量≥30×104m3/d；（3）30g/m3（20000ppm）>预测硫化氢含量≥1.5g/m3（1000ppm）；（4）6000m>垂深≥4500m的井；（5）4500m>垂深≥2000m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≥35MPa；（2）预测气油比≥300m3/t的油井和100m3/t<预测气油比<300m3/t的油井水平井；（3）1.5g/m3（1000ppm）>预测硫化氢含量≥75mg/m3（50ppm）；（4）天然气井；（5）有浅层气的井；（6）垂深<2000m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。**

**7.3.2**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）。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≥75m；距民宅≥100m；距铁路、高速公路≥200m；距学校、医院、油库、河流、水库、人口密度及高危场所等≥500m；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。

**7.3.3**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0.05～0.10g/cm3；气井及气油比≥300m3/t的油井为0.07～0.15g/cm3；附加井底静液柱压力：油井为1.5～3.5MPa，气井及气油比≥300m3/t的油井为3.0～5.0MPa。含H2S（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/cm3或3.5MPa；气井为0.15g/cm3或5.0MPa。

**7.3.4**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。

**7.3.5**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。

**7.3.6**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。

**7.3.7**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。

**7.3.8**下列情况需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。

（1）钻开油气层后第一次起钻前；

（2）钻进中曾发生严重油气侵起钻前；

（3）溢流压井后起钻前；

（4）调低井内钻井液密度后起钻前；

（5）取心钻井后起钻前；

（6）目的层水平钻井后起钻前；

（7）钻开油气层井漏堵漏后起钻前；

（8）需长时间停止循环进行其他作业（电测、下套管、下筛管、下油管、中途测试等）起钻前。

**7.3.9**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。

**7.3.10**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H2S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。

**7.3.11** H2S监测报警仪设置

（1）第一级预警设置在阈限值15mg/m3（10ppm），达到此浓度时启动报警，提示现场作业人员H2S浓度超过阈限值；

（2）第二级预警设置在安全临界浓度值30mg/m3（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/m3（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。

**7.3.12**当在空气中H2S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《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）和《含硫油气井钻井作业规程》（Q/SY 02115-2021）中的相应要求做好人员安全防护工作。

**7.3.13**钻井队技术人员负责防H2S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H2S或CO安全技术交底，并充分做好H2S、CO的监测和防护准备工作，对可能存在H2S或CO的层位和井段，及时做出地质预报，建立预警预报制度。

**7.3.14**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。

## **7.4 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］38号）、《长庆油田钻井废液与钻屑处理管理办法》长油［2014]332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）、《中国石油长庆油田分公司开发区域内水源保护、井场环保标准化建设管理办法》（长油字［2008］95号）。加强环境保护预防管理，落实《长庆油田分公司油气泄漏防治管理办法》（长油［2010］180号）、《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。

## **7.5 风险提示**

**（1）表层为第四系黄土层，易发生井漏，钻进过程中必须采取预防措施防止井漏。**

（2）该井区侏罗系延安组、富县组油层发育，钻遇过程中要注意浅层气。

（3）钻井过程中严格按照《长庆油田钻井、试油施工过程中周边注水井停注泄压管理办法》（长油技管 [2021]2号）文件要求，做好停注、泄压、防喷及应对工作。并注意观察其它邻近的转注、新增注水井动态，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。

（4）华庆油田延安组和富县组油藏目前暂未监测到硫化氢、一氧化碳、二氧化碳、汞等有毒有害介质，但由于储层复杂性及监测资料的局限性，仍有有毒有害介质存在的可能性，钻井施工工程中按照井控要求要做好安全防范工作。

（5）邻井钻井过程无复杂情况。钻井过程中注意做好油气侵、井漏和溢流等钻井安全防范工作。

（6）对井场周边民居、工矿等建筑及公私财物要注意采取防护措施，不得破坏。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。

（7）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。在井位复测后，重新复核防碰设计，保证施工安全。

（8）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**。

# 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**

完井后按甲方要求及时上交各项录井资料并归档。

## **9.2 项目及内容**

**9.2.1**  原始资料（包括钻井地质设计书、录井综合记录、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）

**9.2.3**  磁介质资料（磁盘和光盘等）

**9.2.4**  实物资料（岩心及岩屑）

# 10 其它要求

1、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，做好地层预告工作。

2、完钻井深可根据层位变化情况作相应调整，打口袋过程中如发现油斑及以上含油显示，及时和项目组联系，经项目组同意后方可加深。

3、施工过程中严禁在钻井液中混油，如有特殊需要必须混油时应报请项目组主管领导批准方可施工，并将有关数据记录在案，事故处理完毕后，必须全部替换钻井液。

4、油层浸泡时间应≤3天。

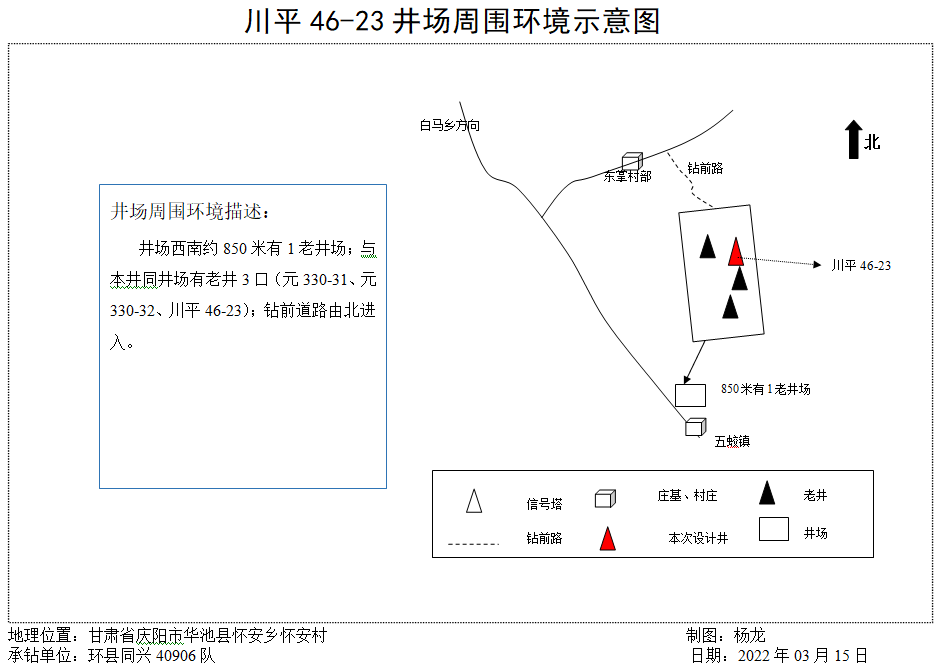
5、严格执行本地质设计，认真搞好地质录井，卡准地层及油气层，注意各目的层油气显示，若目的层显示不好，及时请示项目组，以便采取相应措施。

6、遇设计中未涉及事宜，及时请示项目组，以便采取措施。

# 11 附件、附图及附表

## **11.1 井场周围环境示意图**

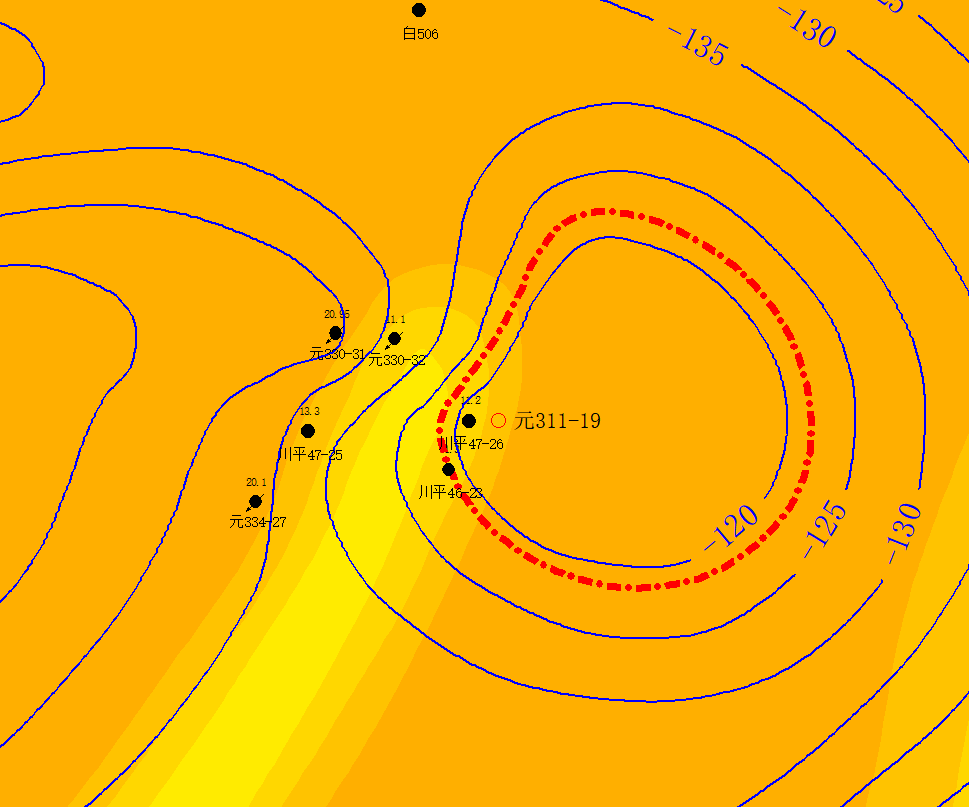
元311-19井井场周围环境图 附图1



井场周边1km之内有老井场等，详见附图1。井场位于山坡，在雷雨、冰雹等恶劣天气时可能发生山体滑坡、泥石流等地质灾害，施工单位要提前做好相关防护工作。

## **11.2 井位部署图**

元311-19井井位部署图 附图2

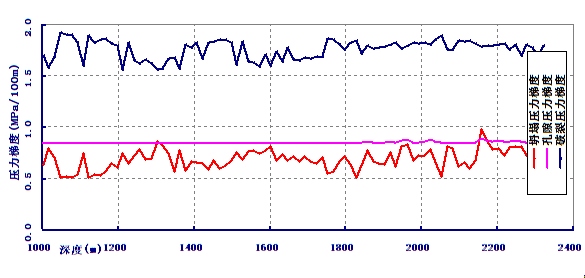


**元311-19**

**以上井位图仅提供参考，要求钻井队现场落实本井场1km内已完钻井，避免碰套。**

## **11.3 地层压力参考图**

白253井地层三压力剖面 附图3



（仅供参考）

## **11.4 附件 疫情防控工作措施及要求**

**（一）基本要求**

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。

严格落实中央、地方政府、集团公司、油田公司及所属单位关于疫情防控的工作部署和安排，学习疫情相关文件，提高员工防范意识。

钻井现场人员需加强自我防护，做好疫情排查和防控措施落实、疫情信息上报等工作，全面落实早发现、早报告、早隔离、早治疗措施，外防输入、内防扩散，以极端负责的态度、扎实有效的举措，坚决杜绝疫情在周边传播。

**（二）疫情排查和监控要求**

严格按照公司关于疫情的防控要求，钻井现场需指定专人，做好员工信息的统计和疫情排查工作，做好返岗人员情况排查和体温检测，对来自中高风险区的员工要重点排查和监控，定点定时隔离后出示医疗健康证明方可上岗作业。

人员上岗后每日排查，每天上岗前和下岗后均需测量体温，如果出现发热、咳嗽、呼吸不畅等症状，要及时上报地方防疫部门和油田生产单位，并及时到医院就诊。

**（三）防控措施要求**

施工单位安排专项疫情防控资金，为员工配置必要的医疗防护物资，消毒杀菌用品。

按照《新型冠状病毒肺炎诊疗方案（试行第九版）》做好疫情防控工作，每天对驻地、作业车辆、工作业场所按要求频次进行消毒，所有作业人员必须全部落实佩戴口罩等防护措施。

（1）施工单位实行封闭式管理，杜绝施工人员随便出入，施工现场按要求落实消毒措施。加强从业人员个人防护，指定专人每日对员工体温进行检测，并做好记录。若出现明显咳嗽、发烧（高于37.3度）等症状者要佩戴口罩及时到正规医院就诊，并保持信息跟踪，及时报备。

（2）员工食堂要加强食材管理，规范采购渠道，杜绝“三无”产品，对冷链食品施行源头卫生管控，建立健全全程追溯机制，把好源头“追溯关”“自查关”“检测关”“贮存关”。落实健康监测制度，健全健康状况监测台账，设置入口测温点，对从业人员上岗前的健康状况进行检查，实行“绿码”上岗制。合理安排就餐人员错时、错峰有序就餐，或分散就餐，避免人员聚集。

**（四）疫情信息上报要求**

要强化值班和应急值守，落实领导带班、信息报送等工作要求，坚持疫情监测“日报告”“零报告”制度，及时准确报告疫情，决不允许缓报、瞒报和迟报。

（1）认真做好疫情每日报告。要按要求真实准确填报油田开发系统疫情防控信息表。

（2）出现疫情及时报送。发现疑似症状要求30分钟内电话报告、1小时内书面报告，坚决杜绝迟报、漏报和瞒报现象。一旦出现发热、咳嗽、呼吸困难等疑似症状的员工及家属，立即启动应急预案，确保第一时间发现和救治，杜绝传染扩散。

**（五）应急处置措施**

（1）现场操作人员发现发热，由现场施工队伍负责人进行初步检查，发现以下任意3种情况，由实施单位或现场施工队伍负责人陪同，使用救护车或现场生产指挥车立即到当地指定医疗机构排查、诊治。送诊过程中避免2人及以上人员陪同及搭乘公共交通工具，前往医院的路上及就医全程，应佩戴口罩、面罩，穿戴防护服，随时保持手部卫生，尽可能远离其他人（至少1m）。

①员工具有发热腋下体温≥37.3℃、咳嗽、气促等急性呼吸道感染症状；

②有国家公布的中高风险区旅行或居住史，或发病症状出现前14天内曾接触过来自国家公布的中高风险区的发热伴呼吸道症状的患者，

③出现小范围聚集性发病。

（2）施工队伍值班干部第一时间向实施单位和项目组防控新型冠状病毒感染肺炎疫情工作办公室汇报，如实详细汇报患病情况和就医过程，国家公布的中高风险区旅行和居住史、肺炎患者或疑似患者的接触史、作业过程人员接触史、动物接触史等信息，并及时传送《疫情事件报告单》。

（3）施工队伍对患者员工的密切接触人员进行隔离观察，不得与其他人员接触，拒绝一切探访，室内保持通风，每4小时进行一次清洁、消毒。井场、营地严禁外来人员进入。

（4）施工队伍向实施单位和项目组请示下一步施工安排。

（5）患者员工离开后，施工队伍选择75%的酒精、含氯的消毒剂、过氧乙酸等对生产生活场所实施全面消毒，包括地面、墙壁、门把手、空调系统、卫生间、桌椅等家具、餐饮具、衣服、被褥、生产设备工具等生产生活用品。

（6）医院诊断为非新型冠状病毒感染肺炎，施工队伍向实施单位和项目组防控新型冠状病毒感染肺炎疫情工作办公室申请解除密切接触人员隔离观察，恢复作业工况。

（7）医院诊断为新型冠状病毒感染肺炎疑似或确诊，按照新型冠状病毒感染肺炎疫情防控预案启动应急程序。

华池县医疗救治医院地址和联系方式 表11-1

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **医院名称** | **联系科室** | **地 址** | **联系方式** | **备注** |
| 1 | 华池县人民医院 | 发热门诊 | 华池县康复路6号华池县人民医院感染科一楼 | 0934-5129836 0934-5129338 |  |
| 2 | 华池县中医医院 | 发热门诊 | 华池县柔远镇老城街5号华池县中医院门诊住院综合楼一楼 | 0934-5129120 |  |
| 3 | 华池县悦乐镇中心卫生院 | 发热门诊 | 华池县悦乐镇街道117号华池县悦乐镇中心卫生院门诊一楼 | 0934-5261079 |  |
| 4 | 华池县元城镇中心卫生院 | 发热门诊 | 华池县元城镇中心卫生院 | 0934-5924339 |  |
| 5 | 华池县乔河乡卫生院 | 发热门诊 | 华池县乔河乡卫生院南面业务楼一楼收费室隔壁 | 0934-5181092 13830427685 |  |
| 6 | 华池县五蛟镇卫生院 | 发热门诊 | 华池县五蛟镇卫生院业务楼二楼206室 | 0934-5250103 |  |
| 7 | 华池县紫坊畔乡卫生院 | 发热门诊 | 华池县紫坊畔乡卫生院 | 15346343975 13830407088 |  |