

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：长庆油田分公司陕北石油预探项目组
茂 76 油探井项目

建设单位（盖章）：长庆油田分公司陕北石油预探项目组

编制日期：2024 年 10 月

中华人民共和国生态环境部制

目 录

一、建设项目基本情况	1
二、建设内容	24
三、生态环境现状、保护目标及评价标准	44
四、生态环境影响分析	55
五、主要生态环境保护措施	82
六、生态环境保护措施监督检查清单	96
七、结论	98

附图：

- 附图 1：项目地理位置图；
- 附图 2：主体功能区划分总图；
- 附图 3：生态功能区划图；
- 附图 4：生态环境管控单元图；
- 附图 5：四邻关系及保护目标图；
- 附图 6：平面布置示意图；
- 附图 7：分区防渗图；
- 附图 8：典型井场生态环境保护措施图；
- 附图 9：现状监测点位图；
- 附图 10：项目与基本草原位置关系图；
- 附图 11：内蒙古自治区水土流失重点预防区和重点治理区划分图；
- 附图 12：典型井场生态保护措施平面布置示意图。

附件：

- 附件 1：项目环境影响评价委托书；
- 附件 2：能源局批复文件；
- 附件 3：是否占用生态保护红线的申请文件及复函；
- 附件 4：是否占用饮用水水源地的申请文件及复函；
- 附件 5：三线一单查询报告；
- 附件 6：突发环境事件应急预案备案表；
- 附件 7：大坤能源相关环保手续批复文件；
- 附件 8：监测报告；
- 附件 9：授权委托书；

一、建设项目基本情况

建设项目名称	长庆油田分公司陕北石油预探项目组茂 76 油探井项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	李振	联系方式	15991588758
建设地点	内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克前旗城川镇郭达图嘎查		
地理坐标	***度**分*****秒, **度**分*****秒		
建设项目行业类别	四十六、专业技术服务业：99、陆地矿产资源地质勘查（含油气资源勘探）	用地（用海）面积（m²）/ 长度（km）	临时占地：12612m²（其中井场占地 5400m²，生活区占地 600m²，进场道路 6612m²）
建设性质	☒ 新建（迁建） ☐ 改建 ☐ 扩建 ☐ 技术改造	建设项目申报情形	☒ 首次申报项目 ☐ 不予批准后再次申报项目 ☐ 超五年重新审核项目 ☐ 重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	鄂托克前旗能源局	项目审批（核准/备案）文号（选填）	鄂前能函〔2024〕25 号
总投资（万元）	500.0	环保投资（万元）	40.0
环保投资占比（%）	8.0	施工工期	2024 年 9 月-11 月
是否开工建设	☒ 否 ☐ 是：_____		
专项评价设置情况	根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）》表1专项评价设置原则表，涉及环境敏感区的项目，应设置生态专项评价；同时根据内蒙古自治区生态环境厅厅长信箱中关于环境敏感区的回复，本项目涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）第三条中所列的水土流失重点预防区和重点治理区，因此本项目设置生态环境影响专项评价。		
规划情况	无		
规划环境影响评价情况	无		
规划及规划环境影响评价符合性分析	无		
其他符合性分析	1.1、项目由来 石油是工业生产中重要的燃料和化工原料，也是极其重要的战略物资，石油的开发利用对推动工业发展和社会进步发挥了不可替代的作用，在石油开发过程中，勘探工作将给后期的开发建设提供科技依据。 鄂尔多斯市是我国第二大沉积盆地，盆地内的石油及油气资源丰富，经过多年的勘探开发，区域油气产量有了大幅度增长。鄂尔多斯市鄂托克前旗城川镇区域石油资源开采主要为长庆油田分公司第四		

	采油厂试采区，且已开采多年，为进一步探明区域石油资源储量及宜开采层位，加大石油开采力度，提高石油开采产能，长庆油田分公司陕北石油预探项目组拟在鄂尔多斯市鄂托克前旗实施油探井勘探任务，本项目此次勘探的主要层位为侏罗系、长 6 层位，完钻层位为长 10，同时兼探目的层位与完钻层位之间的层位。 根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）相关规定：“（五）未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。”本项目属于长庆油田分公司第四采油厂试采区，此次勘探层位与第四采油厂试采区现有开采层位不同，新勘探层位未确定产能规模，因此依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目属于“四十六、专业技术服务业 99、陆地矿产资源地质勘查（含油气资源勘探）”，应编制环境影响报告表。										
其他符合性分析	1.2、产业政策符合性 本项目为长庆油田分公司陕北石油预探项目组新建油探井项目，为矿产资源地质勘查（含勘探活动和油气资源勘探）行业。根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类七、石油天然气中 1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，因此，项目建设符合国家产业政策。 同时，《鄂托克前旗能源局关于同意长庆油田分公司陕北石油预探项目组茂 76 等 3 座井场 3 口石油探井建设项目的函》（鄂前能函〔2024〕25 号）文同意本项目建设（详见附件 2）。 1.3、相关规划性分析 本项目与相关规划符合性分析见表 1-1。 表 1-1 项目与相关规划的符合性分析 <table><tr><th>序号</th><th>规划名称</th><th>与本项目有关的要求</th><th>本项目的情况</th><th>符合性</th></tr><tr><td>1</td><td>《内蒙古自治区主体功能区规划》</td><td>第三章 重点开发区域 第二节 国家级重点开发区域—呼包鄂地区 发展方向：</td><td>根据内蒙古自治区主体功能区划分总图，本项目位于国家级重点开发区域。</td><td>符合</td></tr></table>	序号	规划名称	与本项目有关的要求	本项目的情况	符合性	1	《内蒙古自治区主体功能区规划》	第三章 重点开发区域 第二节 国家级重点开发区域—呼包鄂地区 发展方向：	根据内蒙古自治区主体功能区划分总图，本项目位于国家级重点开发区域。	符合
序号	规划名称	与本项目有关的要求	本项目的情况	符合性							
1	《内蒙古自治区主体功能区规划》	第三章 重点开发区域 第二节 国家级重点开发区域—呼包鄂地区 发展方向：	根据内蒙古自治区主体功能区划分总图，本项目位于国家级重点开发区域。	符合							

			引导呼包鄂三市城市间分工协作、产业错位发展，加快“两化”融合试验区建设，推进工业园区化、集约化、循环绿色发展提高资源利用效率，建设以主要交通干线和沿黄河为轴线的产业带。统筹发展市政和现代服务体系，建设呼包鄂城镇群。加强节能减排、能减排、灌区节水改造以及城市和工业节水，加强黄河水生态治理和草原生态系统保护，完善引黄灌区农田防护林网，构建沿黄河生态涵养带，增强可持续发展能力。促进三市产业互动互补、市场互融互通、基础设施共建共享，形成一体化发展的格局。		
	2		第七章第二节 能源开发 ——石油天然气。加快鄂尔多斯盆地、银额盆地、海拉尔盆地、二连盆地及外围石油、天然气勘探力度。合理布局建设石油、天然气基地。	本项目为石油勘探井建设，属于鄂尔多斯盆地，符合规划要求。	符合
	3	《内蒙古自治区生态功能区划》	项目位于内蒙古自治区生态功能区划中的于III-5-3 毛乌素沙地植被防风固沙生态功能区。	本次评价设置了生态环境影响专项评价报告，提出了相关防风固沙措施。	符合
	4	《鄂尔多斯市生态功能区划》	根据鄂尔多斯市生态功能分区，项目所在地为毛乌素沙地植被防风固沙生态功能区。	本项目为石油勘探井，占用临时用地较小。本项目仅存在施工期环境影响，在施工期加强水土流失措施的实施，临时占地在施工结束后进行生态恢复，不会造成土地退化，可以维护区域的生态功能。因此，本项目符合规划要求。	符合
	5	《内蒙古自治区“十四五”生态环境保护规划》	强化国土空间用途管制，坚持底线思维，把城镇、农业、生态空间和生态保护红线、永久基本农田保护红线、城镇开发边界作为调整经济结构、规划产业发展、推进城镇化不可逾越的红线，加快形成主体功能明显、优势互补、高质量发展的国土空间开发保护新格	根据《鄂托克前旗自然资源局关于3口石油预探项目是否占用生态保护红线查询的复函》(附件3)，本项目不涉及生态保护红线，占地不涉及基本农田。	符合

			局。.....		
	6		推进低空面源污染治理。严格施工扬尘监管，建立按季度更新的施工工地分类管理清单，推行绿色施工，严格执行施工过程“六个百分之百”。加强运输扬尘监管，运输煤炭、渣土、石料、水泥、垃圾等物料的车辆采取密闭、全面苫盖等措施。强化道路扬尘管控规范道路清扫保洁作业规程，提高春季清扫频次。加强渣土车扬尘全过程管理，切实降低道路积尘负荷。	评价要求建设单位严格执行“六个百分之百”，采取洒水降尘、密闭车辆运输、施工过程全面苫盖等措施。	符合
	7		有效防范建设用地新增土壤环境污染。鼓励土壤污染重点监管单位因地制宜实施管道化、密闭化及防腐防渗改造，以及物料、污水、废气管线架空建设和改造,从源头上消除土壤污染。对化工、冶金、矿山采掘等可能对土壤环境产生影响的建设项目，严格土壤环境影响评价。.....	本项目为石油勘探类项目，本次评价按照《环境影响评价技术导则 土壤环境》并参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》进行土壤环境影响评价。	符合
	8		鄂尔多斯市重点加强入黄孔兑、河川等季节性河流河道生态空间挤占、河岸带破坏等问题排查整治，严控地下水开采，继续推动高盐水资源化利用和疏干水等非常规水资源的调配管理。	本项目施工期废水不外排地表水，不开采地下水，项目用水由附近村庄供水站拉运至项目场地。	符合
	9	《内蒙古自治区黄河流域生态保护和高质量发展规划》	大力推进工业节水减排。大力推广节水工艺、技术和装备，加大再生水回用力度，实施重点企业节水和再生水回用改造，加强节水、水循环利用基础设施建设，实现一水多用和循环利用，提高工业用水重复利用率，降低万元工业增加值用水量。	项目施工过程中泥浆析出水用于配置泥浆等循环使用，洗井废水用于配置压裂液，生产用水实现一水多用循环使用。	符合
	10		央地共赢的发展模式，加大常规油气和页岩油气等非常规油气勘探开发力度，推进油气增储上产，加快本地天然气管网体系建设。	本项目属于石油勘探类项目，项目的实施有助于区域石油资源增储上产。	符合
	11		分区推进水土流失治理，按照适地、适树、适草和水资	项目地处内蒙古自治区生态功能区中	符合

			源承载能力适宜的原则，加大水土保持植物措施实施力度，增加林草看盖度，在阴山山地高原和东南丘陵、骂乌高原丘陵保土蓄水区，严格保护水源涵养林，实施封育治理，在荒山荒坡和退耕陡坡地建设水土保持林、水源涵养林，实施坡耕地改造、改垄耕作，防治坡面侵蚀、沟道侵蚀。对矿区等重点区域以及开发建设项目，落实治理措施，加强水土保持监督执法，遏制人为活动造成的水土流失。	的防风固沙区，项目施工期易造成水土流失，项目采取截排水沟、堆土苫盖等各类水土保持措施，尽可能减小水土流失。	
	12	《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	推进能源供应保障升级，完善能源产供储销体系。加强鄂尔多斯等重点盆地油气、鄂尔多斯东缘页岩气勘探开发。……	本项目为石油勘探井，项目建设有利于区域石油资源的勘探开发。	符合
	13	《鄂尔多斯市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》	鄂尔多斯市作为国家重要的能源资源基地，能源矿产品类齐全，但全市除煤炭勘查程度较高外，石油、天然气等资源目前底数不清，煤层气目前尚无可供开采利用的基础储量，页岩气、地热等非常规能源具有找矿靶区，亟需加强勘查工作。因此，应充分发挥鄂尔多斯市能源资源优势，进一步加强煤炭资源勘查，提高煤炭资源储量级别，确保煤炭资源“兜底保障”的重要作用，同时协调推进煤炭、油气等叠置矿产资源的综合勘查，增强矿产资源保障能力，推进能源资源基地优化升级，加快推进非常规能源矿产的勘查工作，为国家能源安全提供重要保障。	本项目为石油勘探井，项目的实施目的在于寻找合适的开采层位及开采方式，有利于推进区域石油资源勘查。	符合
	14		重点勘查石油、天然气、煤层气、页岩气、地热及优质高效非金属矿产，积极推进叠置矿产和共伴生矿产综合勘查。煤炭勘查以储量升级为重点，着重提升资源保障程度。	本项目为石油勘探井，项目的实施有利于推进区域石油资源勘查。	符合
	15		矿区内统筹资源禀赋、先进	本项目为石油勘探	符合

			产能建设、环境容量等，严格执行生态保护红线、自然保护区、水源保护地、永久基本农田和草原等相关法律法规和政策，合理优化开发布局，积极推进煤炭、油气等矿产勘查，提高勘查精度及储量级别。勘查以生态保护为底线，全面推进绿色勘查、综合勘查和集中勘查，合理避让各类自然保护区和生态功能区，因地制宜推广应用绿色勘查新方法、新技术、新设备和新工艺，最大限度减少对环境的影响。	井，项目临时占地不涉及生态保护红线、自然保护区、水源保护地、永久基本农田等保护区。项目采用目前国内先进的勘探工艺和设备，最大限度的减少勘探施工期对环境的影响。	
	16		重点勘查石油、天然气、煤、煤层气、地热等矿产。推进煤炭资源绿色勘查、综合勘查，加强共伴生矿产综合勘查。	本项目为石油勘探井，项目的实施有利于推进区域石油资源勘查。	符合
	17	《鄂托克前旗矿产资源总体规划（2021-2025年）》	能源资源基地：鄂尔多斯盆地苏里格油气（鄂托克前旗部分） 能源资源基地内全面落实国家、自治区关于能源资源基地管控措施，对煤、油气资源实行统一管理，统一规划。引导各类生产要素集聚，加快推广以清洁高效可持续为目标的新技术、新工艺、新装备的应用，推动煤炭、油气矿山企业向数字化、智能化、服务化转型。在基础设施建设、资源配置、重大项目安排及相关产业政策方面给予重点支持和保障。提高矿山准入门槛，改善矿区生产和生态环境，降低能耗与水耗，规范开发秩序，促进企业管理水平和安全防范意识的提升。	本项目采用先进勘探工艺，施工期产生的各类施工废水循环利用，最终不能使用的委托有资质的单位外运处理，不外排。	符合
	18		国家规划矿区：鄂尔多斯盆地榆林-鄂尔多斯国家规划矿区（鄂托克前旗部分） 国家规划矿区内要统筹煤炭和油气资源禀赋、先进产能建设、环境容量等，合理优化开发布局，积极争取财政投入，推进油气、煤炭勘查，提高勘查精度及储量级别。加强矿区外围及深部找矿，确保后续资源安全稳定供给。	本项目为石油勘探井，项目的实施有利于推进区域石油资源勘查。	符合

	19	《鄂尔多斯市“十四五”生态环境保护规划》	深入推进“三线一单”成果在规划环评、项目环评以及环评预审等环境管理中的全面应用实施，充分发挥“三线一单”对环评管理的优化，各类开发建设应将“三线一单”等管控要求融入决策和实施过程，以生态环境分区管控推动经济高质量发展。加快建成“三线一单”信息化平台，打造生态环境的大数据和智慧监管系统，提高生态环境管理制度制订与执行的高效性。	根据《鄂托克前旗自然资源局关于3口石油预探项目是否占用生态保护红线查询的复函》(附件3)，本项目不占用生态保护红线，符合环境质量底线，不会突破当地资源利用上线，符合鄂尔多斯市环境管控单元准入清单相关要求。	符合
	20		强化未污染土壤保护。对未污染土壤要以预防为主，保护优先，严控现有项目对环境的污染；严格环境准入，防止新建项目对土壤造成新的污染。	本项目为油探井项目，施工期采取环评提出的各项土壤保护措施后，可有效预防项目建设对土壤造成的污染。	符合
	21		促进工业废水达标排放。充分研究所选择工艺技术对原料煤煤质的适应性，结合原煤供应情况制定完善的配煤方案，保证原料煤的稳定性，避免由于企业生产运行不稳定造成水环境污染。实施钢铁、纺织印染、石油石化、化工等高耗水企业废水深度处理回用工程。.....	项目施工期产生的各类作业废水循环使用，施工结束后不能再循环使用的废水全部外运委托有资质的单位进行处理，不外排。	符合
	22		加强地下水监管。对新建项目开展事前监管，进行三线一单的符合性分析；实行水质与水位“双控制”的管理模式，增加事后监管的可操作性；基于水文地质单元的分区，选定目标管控含水层，确定保护阈值，制定地下水位保护红线。	本项目不开采地下水，不会对地下水水位产生影响，且不涉及地下水水位保护红线；根据“三线一单”符合性分析，本项目满足三线一单相关要求；项目施工期采取废水入罐、分区防渗等地下水保护措施后不会对区域地下水水质产生不利影响。	符合
	23	《鄂托克前旗城乡一体化发展规划（2011-2030年）》	6.3.2 产业发展方向 (2) 第二产业 积极融入蒙陕甘宁能源化工“金三角”，以工业园区为载体，全力建设国家级能源化工基地，构筑以煤炭资源来发为主、油气资源开发利用和非资源型产业为补充的多业并举、多元支撑的产业	本项目为石油勘探井，项目的建设有利于区域石油资源的开发。	符合

		发展体系。 ②加大石油天然气资源开发力度，大力发展风能、太阳能、生物质能、光伏产业等清洁型绿色能源		
	另根据鄂托克前旗人民政府网站公布的关于《鄂托克前旗城川镇总体规划 2012-2030》修改的公告附件中 5.镇区用地布局规划图，本项目拟建地位于城川镇城镇建设开发边界外，暂未对用地性质进行规划，项目井场及施工便道临时占地类型主要为草地和少量灌木林地。 1.4、“三线一单”符合性分析 （1）生态保护红线 2021 年 9 月 17 日鄂尔多斯市人民政府发布《鄂尔多斯市人民政府关于“三线一单”生态环境分区管控的实施意见》（鄂府发〔2021〕218 号），全市生态空间总面积为 54408.94 平方公里，占全市国土面积的 62.63%。其中：生态保护红线面积 22900.81 平方公里，占全市国土面积的 26.36%；一般生态空间面积 31508.13 平方公里，占全市国土面积的 36.27%。共划定环境管控单元 163 个，包括优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。 根据鄂府发〔2021〕218 号附件 2 旗区环境管控单元分类统计表：鄂托克前旗管控单元总个数为 15 个，其中优先保护单元 6 个，重点管控单元 8 个，一般管控单元 1 个。 本项目选址不涉及具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸防护等功能的生态功能极重要区域；不涉及生态极敏感脆弱的水土流失、沙漠化、石漠化、海岸侵蚀等区域；不涉及自然保护区，风景名胜区等需要特殊保护的区域，同时根据《鄂托克前旗自然资源局关于 3 口石油预探项目是否占用生态保护红线查询的复函》，本项目不占用生态保护红线，详见附件 3。 本项目位于鄂尔多斯市鄂托克前旗城川镇，根据鄂尔多斯市环境管控单元图（见附图 4）及本项目《三线一单查询报告》（附件 6），项目所属管控单元名称为：鄂托克前旗防风固沙生态功能重要区域，为优先保护单元。			

	(2) 环境质量底线 根据内蒙古自治区生态环境厅发布的《2022 内蒙古自治区生态环境状况公报》，鄂尔多斯市 2022 年各基本污染物年平均浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单二级标准浓度限值要求，项目所在区域为达标区。项目所在区域非甲烷总烃 1h 均值满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 限值要求；地下水背景监测点位水质均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准要求、石油类满足参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准；拟建井场范围内土壤背景监测点位的各项指标均能满足《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表 1 和表 2 中第二类用地“筛选值”标准要求。 项目为勘探井施工，不涉及运营期，后续若具有工业生产价值转为生产井需另行环评。项目不属于大规模、高强度的工业开发，对施工期产生的废水、废气、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和防治措施，污染物均能达标排放，且项目施工期较短，施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失，不会对周围环境产生明显影响；同时施工结束后进行生态恢复，可确保项目区生态环境功能不降低，因此符合环境质量底线要求。 (3) 资源利用上线 本项目为钻井工程，仅涉及施工期，项目占地全部为临时占地，施工结束后根据试油结果若具有工业生产价值则转交长庆油田分公司第四采油厂进行井场建设和采油生产，若不具备工业生产价值则临时占地进行生态恢复，区域生态将逐渐得到好转和恢复。 项目施工过程主要消耗一定的柴油和水，施工期较短，柴油和水消耗量相对较小，不属于水利部公布的高耗水行业。且施工期各类用水在井场内尽量重复利用，以节约水资源并减少废水产生量，施工过程中采取有效的节约能源和水重复利用措施，不会突破当地资源利用上线，符合资源利用上线相关要求。
--	--

(4) 生态环境准入清单 根据《鄂尔多斯市人民政府关于“三线一单”生态环境分区管控的实施意见》（鄂府发〔2021〕218号），鄂尔多斯市基于生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，充分吸纳整合已有相关规划、功能区划、行动计划等要求，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率等方面明确生态环境准入要求，建立两级生态环境准入清单管控体系（即1个鄂尔多斯市总体准入清单、163个环境管控单元准入清单）。 本项目位于鄂尔多斯市鄂托克前旗城川镇，位于鄂尔多斯163个环境管控单元准入清单中鄂托克前旗优先保护单元（环境管控单元编码ZH15062310005，鄂托克前旗防风固沙生态功能重要区域），本项目与鄂尔多斯市生态环境准入清单的符合性见表1-2。							
表1-2 本项目与环境管控单元准入清单符合性分析							
序号	市	区县	环境要素管控分区名称	单元要素细类	管控单元分类	管控单元要求	本项目
1	鄂尔多斯市	鄂托克前旗	鄂托克前旗防风固沙生态功能重要区域（一般生态空间）	生态	优先保护区	空间约束布局	1.降低防风固沙生态功能区的农牧业开发强度；禁止过度开垦、不适当樵采和超载过牧，退牧还草，防治草场退化沙化； 2.转变畜牧业生产方式，实行禁牧休牧，推行舍饲圈养，以草定牧，严格控制载畜量。加大退耕还林、退牧还草力度，恢复草原植被。加强对内陆河流的规划和管理，保护沙区湿地，禁止发展高耗水工业。对 项目拟建区域不涉及内陆河流，不涉及沙区湿地，不属于水利部公布的高耗水行业。 根据《国家沙化土地封禁保护区名单》（国家林业和草原局公告2018年第13号）鄂托克前旗城川镇不涉及国家沙化土地封禁保护区。 项目仅涉及施工期，评价要求项目施工期采取严格的防沙治沙、洒水抑尘及水土保持等措施，施工结束后及时进行生态恢复，满足鄂

							主要沙尘源区、沙尘暴频发区实行封禁管理。	托克前旗防风固沙生态功能重要区域的管控要求。																
由上表符合性分析可知，本项目符合鄂尔多斯市环境管控单元准入清单相关要求。 另根据《市场准入负面清单（2022）》（发改体改规〔2022〕397号），本项目属于陆地石油勘探，不属于其规定的“禁止准入类”和“许可准入类”，且项目建设符合国家和地方相关产业政策，布局选址均符合规划要求，因此项目符合市场准入负面清单。 1.5、相关政策符合性分析 经分析，本项目建设符合国家、地方及行业相关法规、政策及技术规范要求，具体见表 1-3。 表 1-3 项目与相关环保政策的符合性分析 <table><tr><th>序号</th><th>文件名称</th><th>与本项目有关的要求</th><th>本项目实施情况</th><th>符合性</th></tr><tr><td rowspan="3">1</td><td rowspan="3">《石油天然气开采业污染防治技术政策》</td><td>到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。</td><td>本项目仅为钻井期，钻井废水进入井场设置的地上移动式泥浆关收集后优先回用于配制泥浆。钻井产生的固体废物资源化及无害化处理处置率达 100%；评价提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可避免重大环境污染和生态破坏事故的发生。</td><td>符合</td></tr><tr><td>在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。</td><td>项目位于内蒙古自治区阴山北麓国家级水土流失重点预防区（附图 11），按规定办理环评手续，本次环境影响评价编制了生态环境影响专项报告，提出了环境生态、环境破坏的措施，要求建设单位积极落实。</td><td>符合</td></tr><tr><td>在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原</td><td>项目采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，保证落地油回收率能够达到 100%，</td><td>符合</td></tr></table>									序号	文件名称	与本项目有关的要求	本项目实施情况	符合性	1	《石油天然气开采业污染防治技术政策》	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	本项目仅为钻井期，钻井废水进入井场设置的地上移动式泥浆关收集后优先回用于配制泥浆。钻井产生的固体废物资源化及无害化处理处置率达 100%；评价提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可避免重大环境污染和生态破坏事故的发生。	符合	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	项目位于内蒙古自治区阴山北麓国家级水土流失重点预防区（附图 11），按规定办理环评手续，本次环境影响评价编制了生态环境影响专项报告，提出了环境生态、环境破坏的措施，要求建设单位积极落实。	符合	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原	项目采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，保证落地油回收率能够达到 100%，	符合
序号	文件名称	与本项目有关的要求	本项目实施情况	符合性																				
1	《石油天然气开采业污染防治技术政策》	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	本项目仅为钻井期，钻井废水进入井场设置的地上移动式泥浆关收集后优先回用于配制泥浆。钻井产生的固体废物资源化及无害化处理处置率达 100%；评价提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可避免重大环境污染和生态破坏事故的发生。	符合																				
		在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	项目位于内蒙古自治区阴山北麓国家级水土流失重点预防区（附图 11），按规定办理环评手续，本次环境影响评价编制了生态环境影响专项报告，提出了环境生态、环境破坏的措施，要求建设单位积极落实。	符合																				
		在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原	项目采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，保证落地油回收率能够达到 100%，	符合																				

1	《石油天然气开采业污染防治技术政策》	油回收率应达到 100%。		
		在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	项目勘探过程中不使用炸药，钻机采用柴油机，井场设 1 个柴油罐，柴油储罐下地面采取重点防渗措施，以防燃料泄漏造成环境的污染。	符合
		在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目使用水基钻井泥浆，钻井废水用于配制泥浆，循环使用，钻井液循环率能达到 95%以上，钻井结束后废弃钻井泥浆中的上清液委托有资质的单位外运处理，不外排。	符合
		在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目压裂液集中配制，压裂返排液暂存于压裂返排液罐，定期送有资质油气田废弃物处置单位处置；压裂作业和试油过程应采取了防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。本项目勘探过程中不涉及酸化作业。	符合
		在油气勘探过程中，应根据工区测线布设，合理规划行车线路和爆炸点，避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。	项目不涉及爆破过程。	符合
		在测井过程中，鼓励应用核磁共振测井技术，减少生态破坏；运输测井放射源车辆应加装定位系统。	本项目采用电测井工艺，对生态环境影响较小。	符合
		在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	钻井废水由不落地系统处理后，液相用于配置钻井液，完井后委托有资质单位外运处理，钻井废水不外排。	符合
		固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施；试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	本项目固废均设置储存设施，并做好防渗处理；项目钻井液及时外运处置，贮存设施及时封闭。	符合
		应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	项目钻井过程可能会产生少量落地油，采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油回收率为 100%，回收后统一委托有资质的单位进行处置。	符合

2	《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	项目采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油回收率为 100%，钻井过程中严格按照作业规范施工，不会对土壤产生油污污染；事故状况下若发生土壤油污污染，评价要求建设单位采取生物或物化方法进行修复。	符合
		油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目为石油勘探，不涉及运营期的原油开采，环境影响评价仅涉及施工期，本次评价已对施工期提出了生态环境保护和环境风险防范措施。 项目钻井岩屑、泥浆、钻井废水及井下作业废水等依托鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司，已对依托可行性进行分析，依托可行。	符合
		未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表	本项目属于未确定产能建设规模的新区块勘探，因此编制环境影响报告表。	符合
		涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目不向地表水排放污染物。	符合
		油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目使用水基钻井液，产生的废钻井泥浆、岩屑进行不落地收集，井场配备地上移动收集设施，钻井结束后委托具有集中处置能力的单位进行处置。产生的废机油、落地油、含油段岩屑等属于危险废物，采用专用容器收集，钻井结束后委托有资质的单位外运处置。	符合

			施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目钻井施工过程均在临时占地内进行，占地面积小、施工期短，单井施工期预计 85d，采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。钻井过程选用柴油发电机发电，燃用优质的柴油，减少了废气的排放。评价要求项目采用低噪声设备，并采取相应的降噪措施，尽量减缓施工噪声对周边敏感点的影响。	符合
			油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	长庆油田分公司陕北石油预探项目组于 2022 年 9 月制订了《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司陕北石油预探项目组（鄂托克前旗）突发环境事件应急预案》，针对勘探开发区块所发生突发钻井（试）井喷事故、突发环境污染事件等各类污染事件都做了相关应急响应，应急预案于 2022 年 9 月 22 日由鄂尔多斯市生态环境局鄂托克前旗分局予以备案。	符合
			建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。	评价要求项目钻井完成后及时开展建设项目竣工环保验收工作。	符合
	3	《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T7119.25-2016）	4 污染控制要求 4.1 一般要求 4.1.1 钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。	本项目属于油探井项目，仅涉及施工期，钻井产生的污染物均有妥善处置去向，不会对周边环境产生不良影响。项目钻井废水排入地上移动式污水罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后废弃钻井泥浆中上清液、井下作业废水等排入井场设置的地上废水收集罐，委托有资质单位外运处理，废	符合

				水不外排，符合国家法律法规要求。	
			4.1.2 钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。	本项目钻井废物处置交给有集中处置能力的单位进行处置。	符合
			4.1.3 对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。	项目钻井废水排入地上移动式污水罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后废弃钻井泥浆上清液、井下作业废水等排入井场设置的地上废水收集罐，委托有资质单位外运处理，废水不外排，不会造成环境污染。	符合
			4.1.4 钻井废物处置过程中应采取必要措施，保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。		符合
	4	《绿色勘查指南》（T/CMAS 0001-2018）	修筑道路及施工场地，应根据自然条件及安全文明、环境保护等管理要求进行规划布置。修筑道路和施工场地尽可能减少土地的占用面积、树木与植被的破坏。需要并可移植的树木应尽量移植保存，用于项目施工结束的复绿或就近栽培。	项目施工道路根据自然条件及安全文明、环境保护等管理要求进行规划布置，尽可能少占地，减少对植被的破坏。	符合
			施工剥离的适合复垦的表土，应当收集存放管理，作为施工结束后的复垦、复绿用土。宜将开挖的土石用于工程回填、路基建设及边坡填筑。需外运土石应指定位置并规范管理。	施工剥离的适合复绿的表土收集后最终用于井场及周边的复绿。开挖的土石最终将回填，或者作为井场周边的边坡防护，土石方就地平整不外运。	符合
			施工挖填形成的边坡及土石堆场边坡应做好支护或拦挡，预防崩塌、滑坡、泥石流等地质灾害，尽量减少土石压占土地面积。	施工过程中尽量减少土石压占土地面积。挖填形成的边坡及土石堆场边坡做好拦挡，预防各类地质灾害。	符合
			统筹规划勘查场地进入通道，充分利用已有可利用的公路、村道等。	项目充分利用已有公路、村道、油区道路等现有道路，尽可能缩短施工临时道路长度。	符合
			在确保安全情况下，道路修筑尽可能减少占用土地、植物移植，以及对水环境和野生动物保护的影响。	本项目充分利用现有道路尽可能减少临时道路长度和面积，尽量少占用土地，减少植物移植。	符合
			钻探（钻井）施工场地一般应按照现场施工设备、附属设施安装、施工操作、钻进液循环系统、材料物资存放、临建房屋等施工需要，依据现场地形条件进行分区布置，以满足减小环境影响和安全文明施工为	项目钻探施工场地按要求分区布置，满足安全距离要求同时严格控制占地面积，进行文明施工。	符合

		《绿色勘查指南》（T/CMAS 0001-2018）	原则，严格控制场地平整使用土地面积。		
			钻探设备安装及其施工操作场地，鼓励优先采用模块化的便携式探矿设备。	项目钻探设备模块化的便携式探矿设备。	符合
			钻进液循环系统场地。清水池或浆液池及废浆液池可不与钻进施工机场同一场地布置，其开挖容积应按钻孔深度进行计算，不宜小于钻孔容积的2倍。	项目采用最新要求的泥浆不落地成套设备，钻井泥浆采用泥浆罐收集并循环使用。	符合
			岩心棚及材料库、备用管材物资堆场、值班休息室、油料堆场、废弃物资及垃圾场、工地厕所场地等附属设备设施场地，按照附属设备、设施安装及操作使用需求，在最大限度减少环境扰动前提下，依地形分区平整场地。	岩心棚及材料库、备用管材物资堆场、值班休息室、油料堆场、废弃物资及垃圾场、工地厕所场地等附属设备设施场地按相关要求分区布设。	符合
			钻探（钻井）施工场地应设置排水沟，确保现场无低洼积水。若施工机场边坡上方汇水面大或位于冲沟附近，应设置截水沟。	钻探（钻井）施工场地按照地形设置截排水沟对雨水进行引流，防止站场水土流失。	符合
			勘查工程项目部及生活驻地，宜就近租用当地居民房屋或公共建筑物。	勘查工程项目部及生活驻地依托第四采油厂队设施。	符合
			钻探施工主要设备及配套技术应处于国内先进水平。施工设备应具备安、拆快捷、便于搬运，机械化、智能化程度高，施工操作安全简便、劳动强度低、生产效率高，工程质量好、节能、环保等特点。优先采用模块化、轻便化、小型化、集成度高的钻探施工及其配套设备。	项目采用目前先进的PDC钻机及配套钻井设备，属于模块化、轻便化、小型化、集成度高的设备。且采用先进的泥浆收集循环利用成套设备。均具有机械化、智能化程度高，施工操作安全简便、劳动强度低、生产效率高，工程质量好、节能、环保等特点。	符合
			钻探施工技术工艺应先进合理，切合勘查施工要求，钻进效率高，质量优，节能减排，安全环保。积极采用定向钻探、绳索取心金刚石钻进、冲击回转钻进、空气潜孔钻进、不提钻换钻头等先进的钻探施工方法及技术工艺。除浅表层开孔外，尽量采用金刚石绳索取心、双层管或三层管钻进技术工艺。	项目采用目前先进的PDC钻机及配套钻井设备，钻进效率高，质量优，节能减排，安全环保。PDC钻机主要用于岩心勘探的钻机，主要用于垂直的和倾斜45°以内的地质矿产勘探孔和石油勘探孔。	符合
			钻探施工循环液使用泥浆时，	项目采用水基型钻井	符

		《绿色勘查指南》（T/CMAS 0001-2018）	应采用无固相或低固相的优质环保浆液。泥浆材料及处理剂具备无毒无害、可自然降解性能，符合环保标准要求。加强循环液的现场使用管理，做好施工中防渗、护壁及净化处理，预防浆液使用中造成地面及地下污染。	液，具有无毒无害、可自然降解的特点，钻井泥浆采用泥浆罐收集并循环利用，要求泥浆不落地。	符合
			勘查产生的废水可循环利用的应循环利用；对外排放应经沉淀和按规定进行技术处理，按照 GB8978 标准执行。	钻井结束后，废弃泥浆上清液及井下作业废水委托有资质的单位外运处理，废水不外排；生活污水排入污水收集罐，定期送鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。	符合
			油气表层钻井应使用空气钻或清水钻进方式，钻进过程中遇到水层，固井时应避开水层，防止地表水受到污染。油气钻进施工中，如出现孔内泥浆严重漏失及涌水现象，应快速穿越漏失及涌水地层后，及时对漏失及涌水地层孔段采用快干水泥基堵漏材料进行封堵，孔深较浅时，亦可采用套管隔离，预防泥浆对地下水造成污染和破坏。	项目表层钻井使用清水钻，钻进过程中遇到水层，固井时避开水层，防止地表水受到污染。钻进施工中，如出现孔内泥浆严重漏失及涌水现象，应快速穿越漏失及涌水地层后，及时对漏失及涌水地层孔段采用快干水泥基堵漏材料进行封堵，孔深较浅时，亦可采用套管隔离，预防泥浆对地下水造成污染和破坏。	符合
			勘查施工道路、场地平整、现场作业应充分考虑到野生动植物保护。勘查机械设备应安装消声装置或场地修隔音设施，降低施工噪音；在有人居住区和野生动物栖息附近，夜间应停止有噪声影响的作业活动。	施工道路、场地平整、现场作业选用低噪声设备，文明施工，减少占地，做好野生动植物保护的施工宣传。项目钻井和泥浆收集处理成套设备均配备减振基座和减振垫。项目钻井工程施工期约 85d，施工期较短，经采取各项降噪措施后对声环境影响较小。	符合
			对容易产生粉尘的作业，采取喷雾、洒水等措施最大限度地降低勘查施工作业中产生的粉尘。	项目土方施工过程中采取洒水抑尘措施。	符合
			采用喷雾、洒水、加设除尘装置等措施处置运输过程中产生的粉尘及其扩散。	项目运输过程中加盖篷布防止扬尘，对运输道路进行洒水抑尘。	符合
			勘查过程中，柴油机动力设备应安装尾气净化装置，尾气排	柴油发动机配套安装尾气净化装置，尾气排放	符合

		《绿色勘查指南》（T/CMAS 0001-2018）	放执行国家环保排放标准，不同地区应满足勘查所在地地方相关标准要求。	执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）和2020年修改单中第四阶段标准限值。	
			施工现场不应燃烧秸秆、衣物及其他产生烟尘、废气污染的物品。	施工现场按要求不允许燃烧秸秆、衣物及其他产生烟尘、废气污染的物品，主要为柴油发动机废气。	符合
			废弃物管理按照 GB18599 执行	项目钻井过程中采取不落地收集措施，废弃泥浆实施固液分离处理，经压滤脱水后的钻井泥浆外运处置；危险废物委托有资质单位外运处置。	符合
			生活固体废弃物应分类处置，按照 GB18485、CJJ17 执行。	生活垃圾集中收集后送环卫部门指定地点堆放。	符合
			勘查施工区（点）工作结束后，应及时拆除现场施工设备、物资和临时设施，清除现场各类杂物、垃圾及污染物。	项目施工结束后，立即拆除现场施工设备、物资和临时设施，清除现场各类杂物、垃圾及污染物。	符合
			现场的垃圾、油污、废液、沉渣及其它固体废物应进行分类清理、收集，按照 GB18599 等相关规定进行焚烧、消毒、沉淀、固化等处理	项目产生的落地油及时回收，保证落地油回收率能够达到 100%；废机油等危险废物严格执行国家和本省的有关规定，进行收集、贮存、利用和处置，施工结束后，统一委托有资质的单位进行处置。	符合
			对于现场不能处置的污染物，应外运到专业处理场处理。	危险废物委托有资质单位处置；一般固废尽可能回收利用；生活垃圾集中收集后送当地环卫部门指定地点堆放。	符合
			场地恢复平整应根据恢复治理设计要求，结合现场情况，尽可能按原始地形地貌平整。难以复原的地段，应按恢复治理设计场地平整标高进行平整，尽可能与自然环境相协调。	评价要求项目施工结束后，对不具有利用价值的勘探井进行永久封井，并结合现场情况，尽可能按原始地形地貌平整恢复。	符合
			钻探及其他施工现场场地平整中，应彻底清除场地上污染物。废浆，废液应进行固化处理，深埋于开挖的坑、池底部，上部回填无污染的土壤。	项目采用泥浆不落地工艺，废弃钻井泥浆和岩屑进行收集后，委托具有油气田废弃物集中处置能力的单位进行处置。	符合

		《绿色勘查指南》（T/CMAS 0001-2018）	钻探现场应严格按照地质设计要求认真做好封孔工作，保证封孔质量，孔口用水泥砂浆树立规范的标志桩。	项目已提出封井要求，建设单位应根据相关要求认真做好封孔工作，保证封孔质量，孔口用水泥砂浆树立规范的标志桩。	符合
			施工道路及临建场地根据设计恢复地类及保留需求进行平整。	施工道路及临建场恢复根据勘探成果确定，若永久封井，占用的临时用地进行恢复原土地类型。	符合
			场地的覆土厚度及土质应符合恢复地类的复绿设计及相关行业的规范标准要求。	项目要求场地的覆土厚度及土质必须符合相关规范标准要求。	符合
			仅压占未挖损及污染的场地，可采取深翻，松土、培土等方式，满足相关规定和设计恢复治理要求。	项目仅压占未挖损及污染的场地，要求采取深翻，松土、培土等方式。	符合
			草地复绿，一般采用播撒方式培植，草种应适应当地生长并与原草地环境协调。林地复绿，林木品种适合当地生长，应结合当地居民及社会经济发展及环境的协调要求，林木的种植施工应符合相关行业规程及规范标准。耕地复垦，经现场深翻、松土及覆土后，应满足当地农作物耕种条件。	油探井施工占用灌木林地的，根据环境条件，选择当地土著种和优势种进行恢复，并需符合相关行业规程及规范标准。占用草地的恢复为原有占地类型。	符合
			复垦复绿施工中，应做好环境恢复治理工程的维护管理。在工程质保期及植被恢复养护期间，应对损坏或检查不合格的工程进行修补和返工处理。	项目应严格按照生态恢复治理方案进行维护管理，定期对恢复达不到要求的工程进行返工处理。	符合
			恢复治理工作应达到现场无污染破坏痕迹，生态恢复良好，环境协调。	评价要求永久封井场地恢复达到现场无污染破坏痕迹，生态恢复良好，环境协调的要求。	符合
			推进智能化建设，采用信息技术、网络技术、控制技术、智能技术，实现勘查投资决策、工作部署和现场管信息化、智能化。	项目勘探采用信息技术、网络技术、控制技术、智能技术进行钻探，实现现场管信息化、智能化。	符合
	6	《内蒙古自治区固体废物污染环境防治条例》	产生工业固体废物的单位应当根据经济、技术条件对工业固体废物加以利用；对暂时不利用或者不能利用的，应当按照国家规定建设贮存设施、场所，安全分类存放，或者采取无害化处置措施。贮存工业固体废物应当采取符合国家环境保护标准的防护措施。	项目产生的废钻井泥浆、岩屑进行不落地收集，井场配备地上移动收集设施，钻井结束后委托具有油气田废弃物集中处置能力的单位进行处置。	符合
			产生危险废物的单位应当按照国家有关规定和环境保护标准	项目钻井过程产生的危险废物采用专用容器分	符合

			要求贮存危险废物，贮存期限不得超过一年；确需延长期限的，应当在到期前三十日内报所在地盟行政公署、设区的市人民政府生态环境主管部门批准。	类收集后贮存于井场内临时危险废物暂存间，钻井结束后委托有资质单位外运处置。	
			产生、经营危险废物的单位应当建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息。危险废物管理台账应当至少保存十年，以填埋方式处置危险废物的经营情况的记录应当永久保存。	评价要求项目施工期按照条例要求建立并妥善保管危险废物管理台账。	符合
			运输危险废物应当采取防止污染环境的措施，采用专用容器、包装物盛装，使用专用车辆运输，运输工具应当满足防雨、防渗漏、防遗撒要求。	项目产生的危险废物分类采用专用容器及包装物盛装，由防雨、防渗漏、防遗撒的专用车辆运输。	符合
	7	《内蒙古自治区大气污染防治条例》	排污单位应当采用能源和原材料利用效率高、污染物排放量少的清洁生产技术、工艺和设备，减少大气污染物的产生和排放。	柴油发动机配套安装尾气净化装置，尾气排放执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）和2020年修改单中第四阶段标准限值。	符合
			建设单位与施工单位签订施工合同，应当明确施工单位扬尘污染防治责任，将扬尘污染防治费用列入工程预算。	经与建设单位核实，与施工单位签订施工合同时明确钻井过程污染防治责任，若施工期发生环境违法及处罚行为，将扣减相关工程费。	符合
	8	《鄂尔多斯市环境保护条例》	第十八条 禁止在自然保护区、风景名胜区、基本农田、森林公园、重要湿地等重要区域进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、基本农田、森林公园、重要湿地等区域。	符合
			第二十条 煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进的技术、工艺、设备和材料，实行清洁生产。禁止使用列入国家淘汰名录的技术、工艺、设备和材料。	项目采用目前先进的PDC钻机及配套钻井设备，钻进效率高，质量优，节能减排，安全环保。PDC钻机主要用于岩心勘探的钻机，主要用于垂直的和倾斜45°以内的地质矿产勘探孔和石油勘探孔。	符合
			煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进的综合回收利用技术，提高煤矸石、污水以及伴	钻井过程产生的泥浆析出水循环利用用于配置泥浆；钻井过程中产生的少量伴生气进行放空排	符合

				生气、有毒有害气体或者可燃性气体的资源化利用率；无法资源化利用的煤矸石应当规范处置，确需排放的污水以及伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体，应当达到国家及自治区规定的排放标准。	放，产生量较小，对周围环境影响较小。	
				石油、天然气开采过程中未经处理达标的产出水不得回注或者外排。	项目钻井过程中产生的各类作业废水委托有资质单位外运处理，废水不外排。	符合
				石油、天然气开发单位应当使用先进技术，对岩屑等进行资源化和无害化处理，防止污染。	本项目使用水基钻井液，产生的废钻井泥浆、岩屑进行不落地收集，井场配备地上移动收集设施，钻井结束后委托具有油气田废弃物集中处置能力的单位进行处置。	符合
			第二十二 条	石油、天然气开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内采取防渗措施，实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。	项目根据试油结果若具备工业生产价值则转交长庆油田分公司第四采油厂进行井场建设和采油生产，将严格按照清洁井场进行建设；若不具备工业生产价值，则临时占地进行生态恢复。	符合
				废矿物油、散落油、油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	落地油收集后暂存至井场危废临时暂存间内，含油段岩屑设置专门的收集罐收集后委托有资质的单位外运处置。	符合
				石油、天然气开发单位应当采取隔音、减震、除味等措施，防止环境污染。	项目针对不同噪声设备采取减震、软连接等措施，并在管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声。	符合
			第二十四 条	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强有毒有害物品和危险废物的管理。	本项目钻井过程不涉及有毒有害物品，钻井过程产生的危险废物分类收集后暂存于井场内临时危废暂存间，钻井结束后统一委托有资质的单位外运处置。	符合
				危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用	钻井过程产生的危险废物分类收集后暂存于井场内临时危废暂存间，钻井结束后统一委托有资	符合

			条件的，应当送交有资质的单位处理。	质的单位外运处置。	
			石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒无害的钻井液、压裂液等。对本条例施行前已经使用的有毒有害钻井液、压裂液等应当回收利用并做无害化处理，防止污染环境。	本项目使用无毒无害的水基钻井液及压裂液。	符合
			第二十五条 煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，保护和改善生态环境。实施下列活动的，应当恢复地貌和植被： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的； （二）震裂、压占等造成土地破坏的； （三）占用土地作为临时道路的； （四）油气井、集气站等地面装置设施关闭或者废弃的； （五）其他应当恢复地貌和植被的情形。	项目根据试油结果若具备工业生产价值则转交长庆油田分公司第四采油厂进行井场建设和采油生产，将严格按照清洁井场进行建设；若不具备工业生产价值，则井场及进场道路等临时占地全部进行生态恢复。	符合
			第二十六条 煤炭、石油、天然气开发单位应当加强对作业区域地质环境的动态监测，采取下列措施防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害： （一）对勘探、开采遗留的探槽、探井、钻孔、巷道等进行安全封闭或者回填；	根据试油结果，若油探井不具备工业生产价值，则进行永久封井。	符合
			第二十七条 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	长庆油田分公司陕北石油预探项目组于 2022 年 9 月制订了《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司陕北石油预探项目组（鄂托克前旗）突发环境事件应急预案》，于 2022 年 9 月 22 日由鄂尔多斯市生态环境局鄂托克前旗分局予以备案。	符合
	9	内蒙古自治区基本草原保护条例	第十五条 禁止在基本草原上实施下列行为： （一）开垦基本草原；（二）擅自改变基本草原用途；（三）毁坏围栏、人畜饮水设施等草原建设保护设施；（四）擅自钻井提取工业用水；	本项目属于陆地石油勘探工程，项目临时不占用基本草原，且临时占地面积较小，施工期对所在地造成暂时性植被破坏，施工结束后进行植被恢复，	符合

		(五)挖鱼塘、挖沟渠、铲草皮、挖草炭等破坏草原植被的行为；(六)建造坟墓；(七)违反环境保护法律、法规倾倒排放固体、液体、气体废物和生活垃圾或者造成环境噪声污染、粉尘污染、放射性污染、电磁波辐射污染；(八)其他破坏基本草原的行为。	植被覆盖度不低于现状水平。	
		第十九条 在基本草原上进行勘探、钻井、修筑地上地下工程、采土、采砂、采石、开采矿产资源等作业活动临时占用基本草原不足 2 公顷的，由旗县级人民政府草原行政主管部门审核同意；2 公顷以上不足 30 公顷的，由盟行政公署、设区的市人民政府草原行政主管部门审核同意；30 公顷以上的，由自治区人民政府草原行政主管部门审核同意。临时占用基本草原的期限不得超过二年，并不得在临时占用的基本草原上修建永久性建筑物、构筑物。	本项目为石油勘探井建设，仅涉及施工期，且施工期不修建永久性建筑物、构筑物，临时占地面积小于 2 公顷，项目井场和临时道路不占用基本草原。 评价要求项目施工过程中加强施工管理，严格控制施工范围，严禁对占地范围外的草原进行压占和破坏。	符合
综上所述，本项目符合当地和国家相关环保政策。				

二、建设内容

地理位置

项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克前旗城川镇郭达图嘎查，井场占地 5400m²，生活区临时占地 600m²，进场道路临时占地 6612m²，占地类型主要为草地、沙地和少量灌木林地，项目临时占地均不占用基本农田、基本草原和公益林。项目总占地面积 12612m²，均为临时占地。探井基本信息见表 2-1，项目地理位置见附图 1。

实施井号	批文井号	井型	井深（m）	油探井中心点坐标（CGCS2000 坐标系）		占地类型	井场占地面积（m ² ）	地理位置
				X	Y			
茂 76	茂 76	直井	2200	*****	*****	天然牧草地、沙地、灌木林地	5400	城川镇郭达图嘎查

项目组成及规模

2.1、建设内容及规模

本项目拟投资 500.0 万元，新建石油预探井 1 口，设计井深为 2200m，勘探目的层位为侏罗系、长 6，完钻层位长 10，同时兼探目的层位与完钻层位之间的其它层位；项目井场临时占地面积 5400m²，井场按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013) 进行设计建设。配套建设生活区 600m²，并建设施工便道约 1102m，道路平均宽 6m，施工便道临时占地面积约 6612m²。

建设内容包括钻前工程（建设内容主要为井场、道路及生活区的修建和平整、泥浆罐、污水罐、临时办公生活区等）、钻井工程（建设内容主要为钻井、测井、录井、固井等）、完井测试（主要包括完井作业和油气测试，洗井、射孔、压裂、试油等）及封井作业。

项目主要进行油井勘探，无服役年限，通过完井测试评价油藏情况，若具备开采价值则进行临时封井，后期交由长庆油田分公司第四采油厂进行井场设施建设和采油生产，油探井转生产井纳入采油厂产建项目另行办理环评手续；若不具具备开采价值则进行永久封井。

油探井转生产井后由第四采油厂按照标准化井场进行建设，探井井场内仅保留井口装置，其他探井设施全部拆除。油探井转生产井井场内不涉及环保措施衔接，若转为生产井，井场内可绿化区域及井场周边生态恢复由第四采油厂负责；若转生产井，则依托探井已建成的临时道路，临时道路转生产道路，后期道路两

侧生态保护措施由第四采油厂负责。项目组成见表 2-2。

表 2-2 工程组成一览表

分类	工程名称	建设内容
主体工程	钻井	本项目新建油探井 1 口，设计井深 2200m，井身结构为直井，目的层位为侏罗系、长 6，完钻层位长 10，钻机型号为 PDC。 当井场满足钻井工程要求后，将成套设备搬运至井场，并进行安装和调试，然后进行钻井作业。本工程采用常规钻井工艺，钻井液为水基泥浆。钻井过程中包括有下套管和固井等作业。
	钻前工程	钻前准备工作，包括表土剥离，局部井场平整及硬化，修建临时道路，修建设备基础、降排水（污）措施、泥浆罐等。井场配套布置安装泥浆设备、发电室等。
配套工程	完井测试	当钻至目的层后，对钻井进行完井测试，以取得施工段流体性质、测试产能、底层压力等详细工程资料。完井作业包括洗井、射孔、压裂、试油等过程。
	封井作业	完成测井、井下资料收集后，根据勘探结果，不具备开采价值的井口进行永久封井，并进行场地恢复；具有开采价值的井口设置简易井口完井，作为储备井待今后开发，移交第四采油厂进行管理，油探井转生产井另行办理环评手续。
辅助工程	钻井监测装置	配备钻井测定装置 1 套，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数进行测定。
	钻井操作装置	各井场配备钻井监控装置 1 套，含司钻控制台、节流控制室、远程控制台，均可独立开关井控装置。
	值班房	井场设置移动板房作为值班室使用。
	柴油罐	1 个，单罐容积 30m ³ ，储存柴油，柴油由专用油罐车运输，按重点防渗区要求进行防渗处理。
	清水罐	1 个，单罐容积 60m ³ ，存储新鲜水。
	废水地上收集罐	2 个，单罐容积 70m ³ ，储存洗井废水、井下作业废水等。
	泥浆不落地质装置	设置 1 套泥浆循环系统，设备中包含压滤脱水装置。主要罐体包括 1 具 50m ³ 泥浆循环罐、1 具 60m ³ 岩屑移动式收集罐、1 具 50m ³ 泥浆移动式收集罐、1 具 50m ³ 废液缓冲罐、1 具 50m ³ 事故罐。
	放喷罐	1 个，单罐容积 50m ³ ，储存放喷过程产生的液体（含油含砂放喷液体）。
	抽汲罐	1 个，单罐容积 30m ³ ，储存试油过程产生的原油。
	管线	项目钻井过程中井场内分别安装放喷管线及压井管线，放喷管线连接放喷罐，采用专用管材，并满足相应的压力等级；项目放喷管线及压井管线均平直铺设，管线全部露出地面安装，底部铺设双层防渗土工布，并采取管线防刺、防漏、防溢等措施。 放喷管线自井口连接至放喷罐，长度 30m。
	生活区	生活区临时占地 600m ² ，生活区用房采用移动板房。
临时工程	临时施工便道	临时施工便道总长约 1102m、平均宽度 6m，为土路，清表后压实路基，采用开挖土方分层填筑，分层压实。临时施工便道与场外村镇道路相通，临时施工便道主要占用草地和少量灌木林地。
公用工程	供水	生产用水外购于附近村庄合法供水点，采用水罐车拉运至项目场地储存于清水罐中；生活饮用水采用外购桶装水，其它生活用水由附近村庄拉运至项目场地。
	供电	场地设置发电机房，办公、生产等由柴油发电机组供电。
	排水	场地内设环保移动式厕所，定期清掏外运肥田。
	道路	建设临时施工便道与村镇道路相连接。

	环保工程	废气	施工扬尘	井场及临时道路洒水抑尘，建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。
			柴油机和发电机烟气	燃料为轻质柴油，通过简易排气筒排放，排气管朝向避开项目办公区及人员活动区。
			伴生气	试井放空以及应急放喷伴生气由放散管排放。
		废水	生活污水	施工区域设置环保移动式厕所，定期清掏外运肥田；施工期盥洗类生活污水暂存至生活污水储罐内，送鄂托克前旗城川镇污水处理厂处理。
			生产废水	主要为泥浆析出水、设备冲洗废水、洗井废水、压裂废水等各类井下作业废水，钻井废水采用泥浆不落地技术，经沉淀处理后回用于配置钻井泥浆，完井后委托有资质的单位外运处理（鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司），废水不外排。
		噪声	施工设备噪声	合理布局、选用低噪设备、基础减振；钻机采用吸声合金、外壳设置泡沫吸震套；泥浆泵等设备加衬弹性垫料，管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声。
		固废	生活垃圾	项目区内设置生活垃圾收集箱，收集后定期运往当地环卫部门指定地点堆放。
			废钻井泥浆、岩屑	废钻井泥浆、一般岩屑暂存于收集罐内，施工结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至委托的具有油气田废弃物集中处置能力的单位进行处置（鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司）。
			废膨润土、纯碱包装袋	由施工企业综合回收。
			落地油、含油段岩屑	落地油收集后暂存至井场危废临时暂存间内，含油段岩屑设置专门的收集罐进行收集，钻井结束后统一委托有资质单位外运处置。
			废机油、废棉纱及防渗布	收集后暂存至井场内危废临时暂存间内，钻井结束后委托有资质单位外运处置
		地下水	①钻井平台、泥浆不落地系统区、泥浆循环罐区、污水罐、柴油罐区、储液罐区、危废贮存点等重点防渗区采用铺设防渗材料（2层 1.5mm 高密度聚乙烯(HDPE)防渗土工膜），渗透系数小于 10^{-10}cm/s ，危废贮存点设置在移动板房内，板房底部地面利用机械将衬层压实，板房地面、裙角铺设 2 层 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，渗透系数小于 $1\times 10^{-10}\text{cm/s}$ 。②环保厕所和原辅材料存储区为一般防渗区，地面底部利用机械将衬层压实，铺设 0.7mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，防渗系数小于 $1\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。③办公室、值班室、机房、井场道路区域等简单防渗区采用黏土碾压方式进行防渗。	
		生态	施工结束后若探井具备工业生产价值，转交第四采油厂进行井场建设和采油生产，临时占地将不进行恢复；若不具备工业生产价值，则对临时占压地面按照井场占地、生活区占地、临时道路占地分区进行生态恢复，评价要求恢复至原有原有植被和生态景观，并与区域生态景观协调一致。	
	依托工程	鄂托克前旗大坤能源环保有限公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂	本项目钻井施工过程中产生的废弃泥浆、钻井岩屑和压裂返排液及井下作业废水拟委托鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司进行处理，该公司于 2017 年 2 月 24 日取得《鄂尔多斯市环境保护局关于鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂建设项目环境影响报告书的批复》（鄂环评字〔2017〕15 号），于 2017 年 9 月 29 日取得《鄂尔多斯市环境保护局关于鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂建设项目竣工环境保护验收意见的通知》（鄂环监字〔2017〕133 号）。	

		鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂位于鄂尔多斯市鄂托克前旗乌定希泊日嘎查，设计服务半径 100km，年处理钻井岩屑 10 万 m ³ /a，年处理压裂返排液 10 万 m ³ /a。 本项目井场距鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂距离为 24.6km，属于其服务半径内，可满足本项目的处理需求。
	鄂托克前旗城川镇污水处理厂	鄂托克前旗城川镇污水处理厂于 2020 年建成投运，主要处理城川镇境内农村牧区生活污水，处理规模 800m ³ /d，处理后的生活污水一部分达标排放一部分进行回用。本项目钻井场地内拟设置 10m ³ 的生活污水收集罐，生活污水单次最大转运量约 8m ³ ，占污水处理厂的份额较小，不会对污水处理厂的水质和水量产生冲击影响，依托可行。

2.2、油探井钻井工程

(1) 钻井方案概况

①油探井基本数据

本项目新增油探井 1 口，油探井基本数据见表 2-3。

表 2-3 探井基本数据表

实施井号	井型	井深(m)	油探井中心点坐标 (CGCS2000 坐标系)		目的层	完钻层
			X	Y		
茂 76	直井	2200	*****	*****	侏罗系、长 6	长 10

②井身结构

项目钻井井型为直井，直井井身结构设计数据见表 2-4，直井井身结构示意图见图 2-1。

表 2-4 直井井身结构

序号	井段	钻头直径 (mm)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	水泥返高	套管内水泥塞
一开	进入下部 稳定岩层 ≥30m	311.2 (12 ^{1/4})	244.5 (9 ^{5/8})	下到井底	采油井和注水井水 泥返到地面	大于 10m
		241.9 (9 ^{1/2})	193.7 (7 ^{5/8})			
二开	直井段 造斜段 斜井段	215.9 (8 ^{1/2})	114.3 (4 ^{1/2}) 或 139.7 (5 ^{1/2})	距井底 3~5m	油井：水泥返高至 地面井口； 注水井：返到地面	人工井底距油层底 界 20~25m，管内 水泥塞 10~12m
		165.1 (4 ^{1/2})	114.3 (4 ^{1/2})			

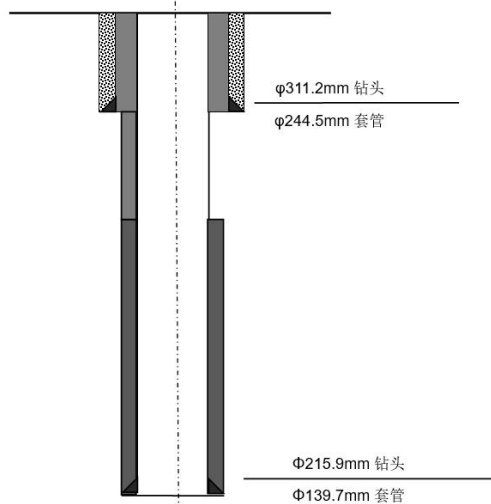


图 2-1 直井井身结构图

(2) 主要设备

①钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 PDC 型钻机。单井工程钻井主要设备见表 2-5。

表 2-5 PDC 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称		型 号	主要参数	数量	单位	备 注
一	井架		JJ225-42K	/	1	具	/
二	底座		DZ225	负荷：3150KN	1	座	/
三	提升系统	绞车	JC-40DB	最大输入功率 1100kW	1	套	/
		天车	TC-225	最大钩载 3150KN	1		/
		游动滑车	YC-225	最大静负荷 3150KN	1		/
		大 钩	DG-225	最大钩载 3150KN	1		/
		水龙头	SL-225	最大钩载 4500KN	1		高压工作压力 35Mpa
		吊 环	DH225	最大静负荷 3150KN	/		/
四	转 盘		ZP-275	通孔通径 27.5in	1	套	/
五	普通钻 机动力 系统	柴油机 1#	G12V190PZL-3	功率为 810kW	1	台	柴油机 2 用 1 备， 钻井期间连续运 行。
		柴油机 2#	G12V190PZL-3	功率为 810kW	1	台	
		柴油机 3#	G12V190PZL-3	功率为 810kW	1	台	
六	发电 机组	发电机 1#	/	/	1	台	/
		发电机 2#	/	/	1	台	/
七	循环系 统配置	钻井泵	3N81300A	额定功率 1300 马力	2	套	/
		搅拌器	NJ-7.5	电机功率 $\geq 15\text{kW}$	8		每具罐 2 台
		强力排污泵	/	$\geq 22\text{kW}$	2		套
		电动配浆漏 斗	/	$\geq 35\text{kW}$	1		套
八	固控设 备	振动筛	GPS-1	单台处理量 $\geq 200\text{m}^3/\text{h}$	3	台	/

九	其它辅助设施	柴油罐	/	30m ³	1	具	/
		清水罐	/	60m ³	1	具	/
		放喷罐	/	50m ³		具	
		抽汲罐	/	30m ³	1	具	/

②取心设备

项目拟采用 Y-8100 型取心工具，主要由安全接头、旋转总成、差值断节（或稳定器）、外筒、内筒、岩心爪组合件、取心钻头和辅助工具组成，项目取心设备具体见表 2-6。

表 2-6 项目取心设备一览表

序号	名称	型号	主要参数		数量
1	Y-8100 型取心工具	Y-8100 型	外筒尺寸	172mm×136mm×18mm	1 套
			钢内筒尺寸	121mm×108mm×6.5mm	
			铝合金内筒尺寸	123mm×108mm×7.5mm	
			岩心直径	101.6mm	
			取心钻头外径	7 ¹ / ₂ -9 ⁵ / ₈ (in.)	
			顶端扣型	NC50	
			钻井取心参数	钻压 20~90kN，转速 50~80rpm，排量 15~20 (l/s)	

③泥浆不落地设备

项目采用泥浆不落地工艺，施工期不建设泥浆池，泥浆不落地装置主要设备见表 2-7。

表 2-7 泥浆不落地工艺设备一览表

序号	名称	型号	载荷或功率	数量（台/套）
1	螺旋输送系统（无轴）	SS-300-12000	5.5×3kW	1
	螺旋输送系统（有轴）	SS-200-6000	2.2×3kW	1
2	除砂器	ZQJ250	/	1
3	除泥器	ZQJ250	/	1
4	甩干机	GHD-1	18.5kW	1
5	离心机	LW600	7.5KW	2
6	储罐搅拌系统	/	11kW	3
7	废液缓冲罐	50m ³		
8	泥浆循环罐	50m ³	/	1
9	岩屑收集罐	60m ³	/	1
10	振动筛	V20-h	2.5kW	1
11	泥浆储备罐	50m ³	/	1
12	事故罐	50m ³	/	1
13	压滤机	XZGM200/1250-U	200m ³ /d	1

④勘探井完井测试设备

项目单井单井完井测试主要设备见表 2-8。

表 2-8 勘探井完井测试主要设备、工具及器材

项目	设备名称	型号及规格	数量	备注
试油				
井架	井架	BJ-18/50	1	检测合格
动力设备	通井机	XT-12	1	/
游动系统	游动滑车	50T	1	/
照明系统	探照灯	500W	2	/
井口	压裂井口	KQ65-35	1	/
井控设施	防喷器	2SFZ18-35	1	试压合格
	旋塞阀	YGXS105-35	1	试压合格
	防喷井口	KFP65/35	1	试压合格
安全检查与防护	便携式气体检测仪	4 合一	2	(在含有 H ₂ S\CO 油气井作业的试油(气)现场要求至少配备 1 套固定式多功能检测仪、4 套便携式气体检测仪)
	正压式呼吸器	RHZKF6.8/30	4	(在含有 H ₂ S\CO 油气井作业的试油(气)现场)要求当班人员每人配备 1 套正压式呼吸器)
	空气压缩机	/	1	/
	防爆排风扇	/	1	/
其他设备	灭火器	35 公斤干粉	2	/
		8 公斤干粉	4	/
	消防斧	/	2	/
	消防钩	/	2	/
	消防掀	/	4	/
	消防桶	/	4	/
	消防毛毡	/	10	/
压裂	主压车	FC-2250	套	/
	混砂车	100/70 桶	台	/
	仪表车	EC-22ACD	台	/
	压裂管汇	DY5120JSQ	套	/
	砂罐车	CQK5240ZYH	台	20-40 目石英砂

(3) 勘探方案

①钻前准备工作

钻前准备工作,包括表土剥离,局部井场平整及硬化,修建设备基础、降排水(污)措施等。井场配套布置安装泥浆设备、发电室等。

	②钻井 钻井主要是利用钻机的钻头高效率地破碎岩石，钻进过程中通过循环的钻井液将岩屑带出，施工过程中需时刻注意钻井液的各项指标，以满足钻井需求。 本项目由钻前工程和钻井工程两部分组成。施工期钻井作业人员共 30 人；钻井结束后安排试油，试油队人数 10 人。 完井后，井口平正，封固可靠，油井的油层套管接箍上端面高出井场平面 $0.3\text{m}\pm 0.1\text{m}$，使用厚度 $\geq 40\text{mm}$ 的环形钢板，环形钢板外圆周与表层套管焊牢在一起，油层套管必须坐在环形钢板上。完井井口管外不气窜、水窜；井口周围水泥胶结良好，井口无晃动。 ③录井 地质录井必须能够准确识别油层，同时加测全烃即快速色谱录井；泥浆录井，包括粘度、密度、失水及处理情况，每 25 米一次，出现复杂及异常情况时，加密岩屑录井取样间隔，取得准确的卡层依据。 ④取心 钻进过程中，注意循环观察，长 3 及以上层显示必须取心，连续油迹显示超过 4m 必须取心，保证不漏掉 2m 以上的油气显示段。要求油层卡取率 100%，油气显示发现率 100%；取心收获率不小于 95%，油层段不小于 98%。取全卡准每一个含油显示段。钻进过程中密切注意地层变化情况，及时与邻井做地层对比，调整地质分层，卡取好油气显示层段。井壁取心视钻遇油层显示及地质需要确定。 ⑤固井 井眼内下入套管，在套管与井壁环形空间，注入水泥浆进行封固。 ⑥完井测试 完井测试主要是掌握目的石油产能情况。当钻井值目的层后，将对产层进行完井测试，以取得该井施工段流体性质、测试产能、地层压力等详细工程资料。钻开最后一个油层后，正常情况下钻井液浸泡时间不得超过 3 天必须进行综合测井。新增或特殊测井项目根据实钻情况进行调整。本项目完井测试主要包括洗井、射孔、压裂、试油等工序。 经与建设单位核实，项目完井测试采用电测井工艺，下入测井电缆，由测井仪记录参数，最终根据电测曲线了解地层的特征及地层含油情况。
--	---

⑦试油

本项目油探井在试油前需进行压裂。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂(如石英砂等)充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。采用分段压裂工艺管柱，选用与地层温度、渗透率相适应的胍胶压裂液，支撑剂选用石英砂并尾追包裹陶粒。

试油就是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、钻井录井、测井等间接手段初步确定的可能含油层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的工艺过程。

项目仅为石油勘探井建设，不涉及原油开采，施工现场设置 30m³ 抽汲罐及 50m³ 放喷罐（缓冲罐），用于临时储存钻井过程中产生的原油。根据长庆油田公司试油压裂相关设计，试油过程的抽汲排液作业时必须安装安全密闭抽汲装置，并连接抽汲罐，做好入罐管线口的固定和密封工作，严禁入罐管线口液体外溢或渗漏。

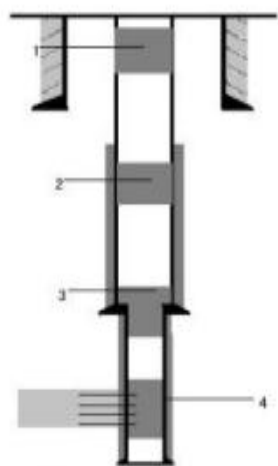
⑧封井

本项目主要进行预探井的勘探开发，通过完井后试油测试评价情况，若具有开采价值的井则设置简易井口完井，后期转为生产井（另行办理相应的环评手续，完善永久征地手续），若未获得可利用的资源则永久封井处理（无永久占地，临时占地恢复原貌）。

具有开采价值的井设置简易井口完井，未获得可利用的资源永久性封井，永久封井工艺叙述如下：

永久性封井工艺：提出所有井下油管 and 井下工具，井口下挖 1m，割掉井口套管，用电焊封死井口，并注入水泥分别对井口段、套管水泥返高段、封固井口，然后用表层土覆盖，井场恢复原状。封固后井口外灌注钢筋水泥井口护墩。

永久封井剖面示意图 2-2。



1-井口封固段；2-套管水泥返高封固段；3-尾管鞋封固段；4-产层封固段

图 2-2 永久封井剖面示意图

2.3、主要原辅材料消耗

本项目新建油探井 1 口，设计完井深度 2200m，钻机型号为 PDC，探井过程原辅材料总消耗量见表 2-9。

表 2-9 项目原辅材料消耗量表

序号	原料	单位	用量	储存方式
1	新鲜水	m ³	1818.3	生产用水储存于清水罐；生活饮用水为桶装水，其它生活用水由附近村庄拉运至项目场地。
2	柴油	t	390	储存于柴油罐，下面采用基础黏土防渗+双层防渗布
3	射孔液	m ³	40.0	罐装置于原辅料存放区，下面采用基础黏土防渗+双层防渗布，上面遮盖篷布
4	压裂液	m ³	600.0	
5	钻井液添加剂	t	100.35	
6	水泥	t	49.0	水泥罐车按需运入，现场不暂存

（1）生产用水消耗：项目生产用水消耗主要为钻井用水、洗井用水、压裂液配置用水等，生产用水总量为 1728.3m³。

①钻井用水

本次评价参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》之“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”中 2-4 千米进尺的钻井作业工业废水量产污系数，即 46.41t/百米，项目钻进深度 2200m，则钻井废水产生量约为 1021.0t，钻井废水回用于配置钻井泥浆等。

②洗井用水

根据建设单位提供设计资料，洗井采用清水洗井，用量≥井筒容积的 1.5 倍，

项目井深 2200m（一开约 450m，二开 1750m），井筒直径一开取 0.2445m，二开取 0.1143m，则洗井用水量为 58.6m³。

③压裂用水

根据建设单位提供资料，常规钻井工艺单口探井平均消耗压裂液 600m³，压裂液中各类添加剂占比约 2%，则压裂用水 588m³，压裂液现场配置，压裂后压裂液返排率约 30~40%，本次评价以 40%计，则产生压裂返排液 240m³。

（2）生活用水消耗：根据内蒙古自治区地方标准《行业用水定额》（DB15/T 385-2020），本次评价参考农村居民用水取 60L/（人·d），本工程单井钻井周期为 35d（钻井队在井人数为 30 人），试油为 40d（试油人员 10 人），钻井结束后场地清理、生态恢复 10d（以 5 人计），经计算施工期生活用水消耗量为 90.0m³。

（3）柴油消耗：施工现场设 3 台柴油机（2 用 1 备）和 2 台发电机（1 用 1 备），单台柴油机功率为 810kW，柴油耗量为 209.4g/kWh。钻井过程中使用 1 台柴油机带动钻机，1 台柴油机带动发电机发电。钻井期间消耗柴油使用合格的轻质环保型柴油成品：柴油中硫含量不大于 10mg/kg（0.01kg/t）、灰分率不大于 0.01%、含氮量不大于 0.02%。

（4）射孔液消耗：射孔液用量主要包括钻井里层套管内容纳的射孔液及损耗的射孔液，根据建设单位提供资料，常规钻井工艺射孔液平均单井用量约 40m³。

项目射孔液主要为活性水，里面加的化工料为 TOF-1（助排剂），TOS-1（粘土稳定剂）。

（5）压裂液消耗：根据建设单位提供资料，常规钻井工艺压裂液平均用量约 600m³。

项目压裂液主要性质见表 2-10。

表 2-10 压裂液各成分理化性质一览表

原料名称	理化性质
改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。
润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。
高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整

	压裂液的粘度。
有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。
高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。
过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。
碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+} 离子，使泥浆性能变好。
碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃ 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃ 时完全分解。

(6) 钻井液消耗：项目采用水基钻井液，钻井液添加剂消耗见表 2-11。

表 2-11 项目钻井液组成及用量表

材料名称	消耗量 (t)	形态	储存方式	备注
膨润土	27	固体	袋装储存	钠级一级
纯碱	1.28	固体	袋装储存	99%一级
$\text{NH}_4\text{-HPAN}$	3.83	固体	袋装储存	/
KPA	1.35	固体	袋装储存	/
有机硅	2.7	液体	桶装储存	/
防塌润滑剂	2.55	液体	桶装储存	/
桥塞堵漏剂	3.83	固体	袋装储存	/
迪塞尔	3.83	固体	袋装储存	/
水泥	49.0	固体	用时运入，现场不储存	/
粉煤灰漂珠	3.75	固体	袋装储存	/
降失水剂	1.05	固体	袋装储存	RC-800
减阻剂	0.12	固体	袋装储存	ESZ
缓凝剂	0.06	固体	袋装储存	RC-800HZ
合计	100.35			/

钻井液所用原料化学理化性质见表 2-12。

表 2-12 所用原料化学理化性质一览表

材料名称	性质
膨润土	钠基膨润土（钠土）该产品是以优质天然钙基膨润土经选矿、人工钠化、自然晒干和研磨制粉等一系列工艺精制而成的优质钠基膨润土粉；碱性钠化处理过的钠基膨润土具有出色的分散性、遇水膨胀性，其显著特点是出浆率大、起浆快、触变性强、失水率低、胶体性质和剪切稀释能力强、配浆简便快捷，因此钠基膨润土是制备钻井泥浆的理想首选材料。
纯碱	无水碳酸钠的纯品是白色粉末或细粒。易溶于水，水溶液呈强碱性。微溶于无水乙醇，不溶于丙酮。
$\text{NH}_4\text{-HPAN}$ (水解聚丙烯腈铵盐)	水解聚丙烯腈铵盐 $\text{NH}_4\text{-HPAN}$ 是由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有 —COOH 、 COONH_4 、 CONH_2 、 CN 等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力。并且具有耐光、耐腐蚀的功能，由于 NH_4^+ 在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。
K-PAM L-（聚丙烯	钻井液用聚丙烯酸钾一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，易溶于水。该产品具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能。可以有效的抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。外观呈白色或淡黄色粉末。

	酸钾)	
	K-HPAN L- (水解聚丙烯腈钾盐)	本产品为淡黄色粉末，易溶于水，其水溶液呈碱性，用作水基钻井液的降滤失剂，兼有一定降粘作用。在淡水钻井液中，耐温可达 250℃，性能稳定。理化指标项目指标外观自由流动的粉末及颗粒纯度≥75.0%水分≤7.0%残碱量≤2.5%筛余量≤5.0%钻井液性能指标项目指标淡水钻井液盐水钻井液基浆滤失量，mL25.0±2.055.0±3.0 表观粘度，mPa.s6.0~10.04.0~8.0 经 Na-HPAN 处理后滤失量，mL≤13.0≤13.0 表观粘度，mPa.s≤10.0≤12.0。
	有机硅	一种对黏合剂有排斥性质的聚合物材料，用于生产硅释放纸张和薄膜释放涂层。有机硅还可以用作油墨添加剂，帮助油墨流动，改善油墨的耐刮挠性。有机硅也可以用于一些压敏黏合剂中，能够承受极端的温度；也可以用作不干胶配方中的润滑剂，改善切纸机切纸性能，能够应用于切纸机刀刃的两侧，以防止黏合剂积聚。
	防塌润滑剂	是沥青经发烟硫酸三氧化硫进行磺化后。再水解制的产品；由于磺化沥青含有磺酸基。水化作用很强，当吸附在页岩界面上时，可阻止页岩颗粒的水化分散起到防塌作用，同时不溶水部分又能填充孔喉和裂缝起到封堵作用，并可覆盖在页岩界面，改善泥饼质量；磺化沥青在钻井液中还起润滑和降低高温高压滤失量的作用，是一种堵漏，防塌，润滑，减阻，抑制等多种功能的有机钻井液处理剂。
	桥塞堵漏剂	淡黄或灰黄色粉末，为橡胶制品的废料经加工而成的不同粒径的橡胶粒与其它易膨胀的惰性粒子材料加工而成。可用于封堵裂缝、多孔隙地层。添加的特殊分散悬浮剂可根据漏层性质和客户要求定性生产。本产品粒径分布范围宽，适用于不同性质的渗漏微裂缝堵漏。
	粉煤灰漂珠	漂珠是一种能浮于水面的粉煤灰空心球，呈灰白色，壁薄中空，重量很轻，容重为 720kg/m ³ （重质），418.8kg/m ³ （轻质），粒径约 0.1mm，表面封闭而光滑，热导率小，耐火度≥1610℃，是优良的保温耐火材料，广泛用于轻质浇注料的生产和石油钻井方面。漂珠的化学成份以二氧化硅和三氧化二铝为主，具有颗粒细、中空、质轻、高强度、耐磨、耐高温、保温绝缘、绝缘阻燃等多种特性，是广泛应用于耐火行业的原料之一。
	降失水剂	无板结粉末或颗粒，由 AMPS、低分子酰胺、多羟基羧酸等聚合改性而成。
	减阻剂	浅黄色粉末，具有良好的分散性，用作油井水泥分散剂，能有效降低稠度系数，提高流型指数，有利于实现低排量紊流注水泥作业。提高固井质量。
	缓凝剂	特殊的磺化有机聚合物（非木质素磺化盐），黄白色粉末状固体。
	根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），项目钻井原料及压裂液添加剂不涉及突发环境事件风险物质，同时根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），项目钻井所用原料不涉及 GB18218-2018 表 1 中所列危险化学品，且不涉及表 2 所列急性毒性、爆炸物、易燃液体、易燃固体等危险化学品。同时对照《危险化学品目录（2022 调整版）》，上述原辅材料中破胶剂中的助剂过硫酸钾属于危险化学品。 根据项目典型井场平面布置图，钻井所用各类化学原料放置于药剂存放区，按照药剂种类及形态分区存放，储存过程中采取防雨、防风、防渗漏等措施，本次评价要求药剂存放过程中各类桶装液体原料禁止堆放或压占，避免重力作用导致的包装桶破裂而发生液体原料泄漏，同时要求存放区按照重点防渗区要求铺设	

2.4、公用工程

生产用水：根据项目水平衡核算，本项目钻井生产用水共计 1728.3m³，采用水罐车从附近供水站运送井场内水罐储存。

洗井废水：项目洗井用水约 58.6m³，洗井废水约为用水量的 90%，则洗井废水产生量为 52.7m³，洗井废水用于配置压裂液循环使用，不外排。

生活用水及生活污水：经计算项目生活用水消耗量为 90.0m³，生活污水产生量约为用水量的 85%，则生活污水产生量为 76.5m³。项目施工营地设设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活污水经污水罐收集后定期拉运至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。

项目施工期水平衡图见图 2-3。

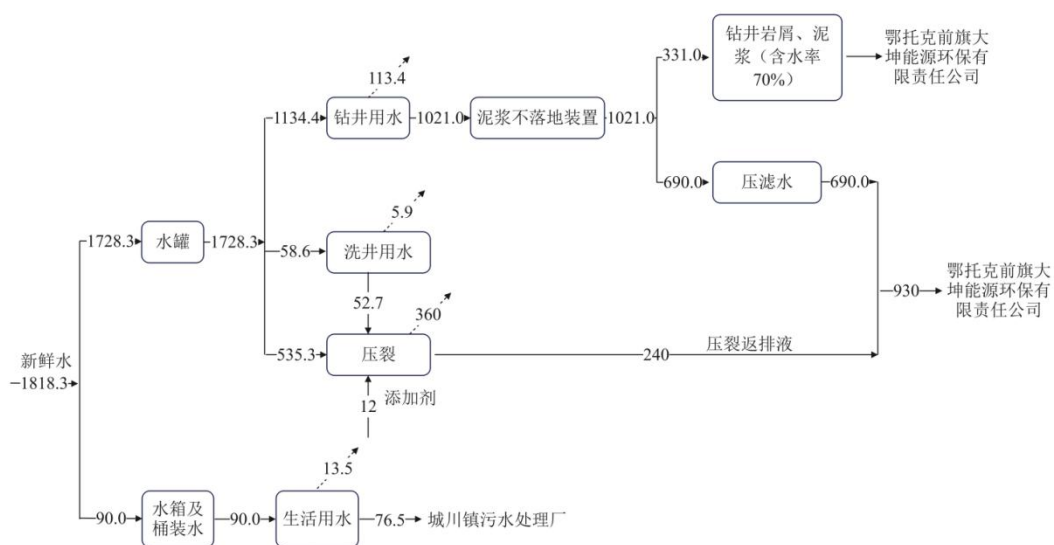


图 2-3 项目施工期水平衡图 单位: 施工期/ m^3

2.5、依托工程

（1）鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司

本项目废弃泥浆、钻井岩屑、各类井下作业废水拟送至鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司进行处理。

鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂位于鄂尔多斯市鄂托克前旗乌定希泊日嘎查，设计服务半径 100km，年处理钻井岩屑 10 万 m³/a，年处理压裂返排液 10 万 m³/a。

处理厂建设有废液预处理单元、废液生化处理单位、深度处理单元、污泥压滤单元、制砖、生物除臭工段、药剂储存车间、石灰储存车间、水泥储存仓、岩屑储存池、压裂返排液收集池、污泥储存池、化粪池、生产废水处理系统、事故应急池、危废临时暂存库和生活办公区等主体工程、公辅工程、储运工程及环保工程，其中压裂返排液经处理满足回用水标准后用于生产配药、制砖、厂区绿化及苏里格气田井场钻井用水等，废水不外排；鄂尔多斯市环境保护局于 2017 年 2 月对其进行了批复（鄂环评字〔2017〕15 号），并于 2017 年 9 月通过项目竣工环境保护验收（鄂环监字〔2017〕133 号）。

鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司目前运行正常，已办理排污许可证，编号为：911506233531223537001R。

本项目井场距鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂距离为 24.6km，属于其服务半径内，可满足本项目的处理需求。因此本项目钻井施工过程中产生的废弃泥浆、钻井岩屑和压裂返排液及井下作业废水依托鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司处置可行。

（2）城川镇生活污水处理厂

鄂托克前旗城川镇污水处理厂于 2020 年建成投运，主要处理城川镇境内农村牧区生活污水，处理规模 800m³/d，处理后的生活污水一部分达标排放一部分进行回用。该污水处理厂环保手续齐全，已办理排污许可证，编号为：91150623MA0NJEEA0E001V。

本项目钻井场地内拟设置 10m³的生活污水收集罐，生活污水单次最大转运量约 8m³，占污水处理厂的份额较小，不会对污水处理厂的水质和水量产生冲击影响，依托可行。

总平面及现场布置	2.6、平面布置		
	该项目钻井期间井场总占地面积 5400m²，生活区占地 600m²，同时为方便施工，新建临时施工便道，与村镇道路相接，施工便道宽度约 6m，临时占地约 6612m²，均为临时占地。 井场施工期占地中包括井口、井钻工作区、临时停车场、工具间、临时处理设备及药剂存放区、办公区和柴油储罐区等，临时井场整体布局以井口为中心，井场包括整个井口并建设相应配套设施；井场内设临时停车场以及井场道路；场地围绕井口四周为材料堆场及机械维修点；井场工作区内设地上废水收集罐以及可移动泥浆罐，便于贮存废弃泥浆、洗井和井下作业废水等。项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析见表 2-13。典型井场平面布置示意图见附图 6，井场施工过程中根据井场占地及地形进行适当调整。		
	表 2-13 本项目选址与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析		
	《钻前工程及井场布置技术要求》 （SY/T5466—2013）要求	本项目	是否 符合
	井场选择原则		
	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。	根据场地实际情况，钻井工程包括钻井作业、完井工程以及井下作业工程。	符合要求
	井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段。在河滩、海滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。	项目拟建地地势平坦，不属于不良地质地段，也不存在海滩地区。	符合要求
	充分利用地形，节约用地，方便施工。	本项目已充分利用当地地形，进行布置，充分利用已有道路进行运输施工。	符合要求
	满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。	项目拟建地周边无地表水体，周边地势开阔，施工期短，不存在防洪、防冻、防毒等限制因素，施工期将严格按照相关施工作业规范采取放喷、防爆、防火等措施。	符合要求
	有利废弃物回收处理，声光屏蔽等，防止环境污染。	项目各类废弃物均得到妥善处理，对环境的影响较小。	符合要求
	在选择井场时应考虑钻机井架和动力基础选在挖方处。	井场选择时钻机井架和动力基础选在挖方处。	符合要求
	在环境有特殊要求的井场布置时。应有切实的防护设施。	本项目占地环境无特殊要求。	符合要求
	井位的确定		
	根据勘探或开发部门给定的井位坐标，由建设单位、地质部门和施工单位实地勘测确定地面井口位置。基础施工结束后应复测井位坐标。	本项目还未进场施工。	符合要求
	油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院	本项目周边 75m 范围内无永久性设施、100m 范围内无民宅、200m 范围内无铁路、高速公路、500m 范围内无学校、医	符合要求

	和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井、井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。	院和大型油库等人口密集性、高危性场所，满足规范安全距离要求。	
	含硫油气井井场应选在较空旷的位置，宜在前后或左右方向能让盛行风畅通。	本项目井场周边为草地、农田及灌木林地，前后及左右方向盛行风畅通。	符合要求
	井口距堤坝、水库的位置应根据国家水利部门的有关规定执行。	项目区周边无堤坝、水库等敏感点。	符合要求

2.7、土石方平衡

项目井场面积为 5400m²，生活区 600m²，施工便道临时占地面积 6612m²，施工过程中按照表土保护，分区防渗的工作要求，施工井场内表土采取分层剥离，分层堆放，表土用于边坡绿化。

根据现场踏勘，项目场地相对平整，表土采用机械开挖，剥离按照清表 30cm 开挖，施工结束后全部用于生态恢复；进场道路开挖土方在道路两旁堆积，道路修建时进行回填及边坡防护，项目土方全部内部调运、挖填平衡，无外借土方及弃方，土石方总体挖填平衡。本项目土石方平衡见表 2-14。

表 2-14 土石方平衡

工程名称	挖方			填方			调出	调入	借方	弃方
	表土剥离	土方	小计	表土利用	土方	小计				
井场	1620	7560	9180	1620	7560	9180	0	0	0	0
生活区	180	50	230	180	50	230	0	0	0	0
临时道路	1983.6	660	2643.6	1983.6	660	2643.6	0	0	0	0
合计	3783.6	8270	12053.6	3783.6	8270	12053.6	0	0	0	0

2.8 工艺流程简述

本项目主要进行油井勘探开发，通过完井测试评价油藏情况，完井测试结果若表明不具有开采价值，则进行永久封井处理，本项目只涉及勘探期；若完井测试具有工业产能，设置简易井口完井，后期交由长庆油田分公司第四采油厂进行井场设施建设和采油生产。

本项目生产工艺包括：钻前工程、钻井工程、完井测试、完井搬迁。

1、钻前工程

根据确定的井位，按照工程钻井设计开展钻前工程。钻前工程包括：主要工程量为沿线植被清除、临时施工便道建设等。同时开展井场占地范围内植被的清除。之后开始进行井场场地、井场基础等土石方开挖，当其满足设施要求时，开始进行场地平整、各类设施基础建设等。在这些设施建成并验收合格后进入钻井

施工方案

	作业工序。井场场区设计清污分流系统，可及时对雨水进行导流，井场防渗区域采取铺设 HDPE 材料等防渗措施。 （1）井场道路 临时施工便道与村镇道路相连接，道路宽度为 6m，均为土路，清表后压实路基，采用开挖土方分层填筑，分层压实。 （2）井场构筑物及防渗要求 钻井平台、泥浆不落地系统区、泥浆循环罐区、污水罐、柴油罐区、储液罐区、危废贮存点等重点防渗区，地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，其防渗性能要求参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求其防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$；防渗环保移动式厕所、临时处理设备及药剂存放区属于一般防渗区，地面结构层下铺设厚 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中要求其防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$。 井场内其他构筑物采用活动板房结构，设置均为撬装，生活区设置临时防渗环保移动式厕所和垃圾收集装置。 2、钻井工程 钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。 ①井身结构方案 石油勘探钻井工程必须重视安全和环境保护。根据实钻资料分析结果及设计原则，本项目设计井型为直井，设计井深为 2200m，完钻层位为长 10 层位，根据本项目实际情况，采用常规钻井工艺。 ②钻井工艺简介 设备设施安装就绪后开始钻井作业，用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头牙齿吃入岩石中并旋转以破碎井底岩石，同时钻头喷嘴喷出的钻井液不断冲击井底，随时将井底岩屑从钻杆和地层的环形空间返至地面。钻井液是钻井施工过程中的“血液”，起到冷却钻头、喷射破坏岩石和携带地层岩屑返回地面的作用。
--	--

	首先进行一开作业，钻至地下第一层岩层完钻；同步进行固井，即钻柱下钻一定深度后，将表层套管（无缝钢管材质）下井，在井壁与表面套管之间空隙内灌注水泥砂浆。 一开完钻后试压并安装防喷装置，期间出现垮塌、缩径等事故时停钻及时处理，待固井完成即水泥砂浆液固化后开展二开作业。 二开作业采用直径小于表层套管内径的钻柱进行钻井工作，到达目的层即停钻，然后将生产套管（无缝钢管材质、外直径小于表层套管而壁厚大于表层套管）下井，同样在井壁与套管之间空隙内灌注水泥砂浆液，待水泥砂浆液固化后即固井完成。 下钻过程中，如发现地下水或油气压力明显升高，有喷出可能时，及时注入压井液进行压井作业，即利用矿物水基悬浊液平衡井内压力，使井内水、油、气不至于井喷，同时也便于采集。 钻进辅助作业主要包括录井和测井。录井即岩屑取样后用荧光检查；当钻井达到设计井深后，下入测井电缆，由测井仪记录参数。 3、完井测试 完井测试主要是掌握目的层石油产能情况。当钻井钻至目的层后，将对产层进行完井测试。主要包括洗井、射孔、压裂、试油等工序，先采用水进行洗井处理，再采用射孔液进行射孔完井作业，后进行压裂（压裂是指在高于储层破裂压力或天然裂缝的闭合压力下，将高压大排量具有一定粘度的液体挤入储层，在储层中形成裂缝，再加入支撑剂填充进裂缝，提高油层的渗透能力，从而使井获得增产）。 试油就是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、钻井录井、测井等间接手段初步确定的可能含油（气）层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的工艺过程。 4、完井搬迁 完井测试之后，要换装井口装置，其余设施将拆除、搬迁。若完井测试结果表明勘探井有工业开采的价值，设置简易井口完井，后期由区块所属的长庆油田分公司第四采油厂进行站场建设和采油生产；若完井测试表明勘探井无工业开采价值，则按照中石油企业标准《废弃井封井处置规范》（QSH0653-2015）进行永
--	--

	久封井，恢复井场占地原有土地功能。并对产生的污染物进行无害化处理、处置，做到“工完、料尽、场地清”。 2.9 施工时序 本项目由钻前工程和钻井工程两部分组成。施工期单井工程钻井作业人员共 30 人，其中管理人员 4 人，技术工人 26 人，日作业时间为 24 小时，采用三班制，项目拟设置 1 个钻井队施工，钻井结束后安排试油，试油队人数 10 人，项目拟安排 1 个试油队试油，具体施工方式由建设单位统筹安排。 2.10 建设周期 根据建设单位提供的资料，钻井周期为 35d（钻前准备 5d、钻井工程 30d），试油周期为 40d，生态恢复周期 10d，计划 2024 年 9 月开工，2024 年 11 月竣工。
其他	根据《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY5974-2020）“油气井井口距离高压线及其他永久性设施应不小于 75m；距民宅应不小于 100m；距铁路、高速公路应不小于 200m；距学校、医院及大型油库等人口密集、高危场所应不小于 500m”。根据现场调查，本项目周边 500m 范围内无敏感点分布，项目布置远离水源地等环境敏感目标，井场建设符合防洪要求，满足规范安全距离要求。项目排放的污染物经采取相应的环保措施处理后均可做到达标排放，对周围环境影响较小。 因此，评价认为本项目井场选址基本合理，无选址比选方案。

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

3.1 生态功能规划

按照鄂尔多斯市生态功能分区，项目所在区域为毛乌素沙地植被防风固沙生态功能区。毛乌素沙地位于鄂尔多斯高原向陕北黄土高原的过渡地带，行政区涉及内蒙古自治区的鄂尔多斯、陕西省榆林、宁夏回族自治区银川等盟（市），面积为 49015km²。该区属内陆半干旱气候，发育了以沙生植被为主的草原植被类型，土地沙漠化敏感性程度极高，是我国防风固沙重要区域。植被类型较为单调，代表植物有锦鸡儿、油蒿。

项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能，满足陕西省主体功能区划及生态功能规划的相关要求。

3.2 生态环境现状

1、生态环境现状调查

详见本项目生态环境影响专项评价报告。

2、环境空气质量现状

（1）达标区判定

项目选址位于鄂尔多斯市鄂托克前旗，根据内蒙古自治区生态环境厅办公室发布的《2022 年内蒙古自治区生态环境状况公报》，鄂尔多斯市基本污染物环境质量状况见表 3-1。

表 3-1 区域环境空气质量状况统计表

污染物	评价指标	统计浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	10	60	16.7	达标
NO ₂	年平均质量浓度	23	40	57.5	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	51	70	72.9	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	20	35	57.1	达标
CO	24 小时平均第 95 位百分位数	0.9mg/m ³	4mg/m ³	22.5	达标
O ₃	日最大 8 小时平均第 90 位百分位数	148	160	92.5	达标

由表 3-1 可知，鄂尔多斯市 2022 年环境空气质量现状中 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 现状浓度值均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二

级标准规定的浓度限值，因此属于环境空气质量达标区。

(2) 特征因子

本项目为石油勘探井建设，仅涉及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的钻前工程和钻井工程，根据该导则 8.5.2 的大气现状监测要求（一、二级评价项目，应收集或补充监测项目特征评价因子的环境质量现状数据，特征污染物应包含项目排放的非甲烷总烃、化氢等），本项目为生态影响类项目，同时排放少量大气污染物，根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》，项目无需设置大气环境影响专项评价，无需对大气环境影响进行等级判定及定量分析，因此本次评价无需对特征因子进行监测。

项目施工期有少量的特征因子非甲烷总烃排放，为说明项目区域环境空气中非甲烷总烃质量现状，本次评价引用茂 75 油探井项目拟建地非甲烷总烃的监测数据，监测点位位于项目东南侧 2.4km，2024 年 4 月 15 日至 4 月 17 日，因此引用可行，引用监测报告见附件 8，监测点位图见附图 9，监测结果见表 3-2。

表 3-2 非甲烷总烃监测结果

点位	监测日期	监测浓度范围 (mg/m ³)	标准限值 (mg/m ³)	最大浓度占标率	达标情况
茂 75 井场 拟建地	2024.4.14	0.29~0.41	2.0	20.5%	达标
	2024.4.15	0.32~0.45		22.5%	达标
	2024.4.16	0.38~0.44		22.0%	达标

由上表监测结果可知，项目区域非甲烷总烃小时浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中规定的 2.0mg/m³ 的浓度限值要求。

3、地表水环境质量状况

项目评价范围内无地表水体，本次评价不开展地表水环境质量现状调查与评价。

4、声环境

项目厂界外 50 米范围内无声环境保护目标，故本次评价不开展声环境质量现状评价。

5、地下水环境质量现状

本项目行业类别属矿产资源地质勘查（包括勘查活动），根据《环境影响

评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目属于“24、矿产资源地质勘查（包括勘探活动）”，地下水环境评价项目类别为IV类，无需开展地下水环境影响评价。

为说明项目拟建区域地下水环境质量现状，本次评价引用《茂 65 油探井项目环境影响报告表》中黑海子滩地下水监测点位及茂 75 油探井项目环境质量监测报告中的地下水监测点位，所引用的 2 个地下水监测点位与项目同在一个水文地质单元，分别位于项目拟建地地下水流向的上、下游，监测时间分别为 2024 年 2 月 25 日-3 月 2 日、2024 年 4 月 14 日-16 日，监测层位为潜水，因此引用可行。地下水监测点位信息见表 3-3，监测结果见表 3-4，监测点位图见附图 9。

表 3-3 地下水监测点位信息表

点位	监测点位坐标	检测点位名称	井深	水深	海拔	水位	埋深
☆1	E108°04'15.59", N37°38'24.21"	黑海子滩	23	9	1405	1391	14
☆2	E108°10'20.18", N37°38'23.43"	监测井☆1	26	12	1371	1357	14

表 3-4 地下水监测结果

分析项目	单位	监测结果		III 类标准值	最大超标倍数
		黑海子滩	监测井☆1		
pH	无量纲	7.39	7.81	6.5~8.5	/
钾	mg/L	5.78	13.3	—	/
钠	mg/L	87.5	113	—	/
钙	mg/L	63.4	92.9	—	/
镁	mg/L	39.5	47.2	—	/
无机阴离子 Cl ⁻	mg/L	114	197	—	/
无机阴离子 SO ₄ ²⁻	mg/L	108	173	—	/
碳酸盐	mg/L	0	0	—	/
重碳酸盐	mg/L	236	308	—	/
氨氮	mg/L	0.227	0.217	≤0.50	/
亚硝酸盐氮	mg/L	0.003L	0.004	≤1.00	/
硝酸盐氮	mg/L	3.45	7.83	≤20.0	/
挥发酚	mg/L	3.0×10 ⁻⁴ L	3.0×10 ⁻⁴ L	≤0.002	/
氰化物	mg/L	0.004L	0.004L	≤0.05	/
砷	mg/L	3.0×10 ⁻⁴ L	3.0×10 ⁻⁴ L	≤0.01	/
汞	mg/L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	≤0.001	/
六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	≤0.05	/
氟化物	mg/L	0.45	0.68	≤1.0	/
镉	mg/L	0.0001L	1.0×10 ⁻⁴ L	≤0.005	/

铅	mg/L	0.001L	/	≤0.01	/
铁	mg/L	0.03L	0.03L	≤0.3	/
锰	mg/L	0.01L	0.01L	≤0.10	/
钡	mg/L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	≤0.70	/
总硬度	mg/L	334	416	≤450	/
溶解性总固体	mg/L	574	816	≤1000	/
高锰酸盐指数	mg/L	1.25	1.56	≤3.0	/
总大肠菌群	MPN/100mL	1	1	≤3.0	/
细菌总数	CFU/mL	41	41	≤100	/
氯化物	mg/L	121	209	≤250	/
硫化物	mg/L	0.003L	0.003L	≤0.02	/
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	≤0.05	/

由表 3-4 地下水监测结果可知，项目区域地下水环境质量满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，满足标准限值要求。

同时本次评价收集了《长庆苏里格南作业分公司 2024 年产能建设项目环境影响报告书》中 2023 年的地下水环境质量监测数据，其中 4#监测点位位于麻黄套村，位于项目区域地下水流向的上游，13#监测点位位于苏坝海子，位于项目区域地下水流向的下游，2 个地下水监测点位水质监测监测结果均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，没有超标现场，因此项目区域地下水环境质量较好。

6、土壤环境质量现状

本项目属矿产资源勘查活动，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，项目属于表中“其他行业”，为IV类项目，无需开展土壤环境影响评价。

为了解项目场地土壤环境质量现状，本次评价委托内蒙古华智鼎环保科技有限公司对项目场地土壤环境质量进行了采样监测，采取表层样，监测时间为 2024 年 4 月 15 日~2024 年 4 月 55 日，土壤监测数据见表 3-5。

表 3-5 土壤监测结果

序号	监测项目	监测结果 (mg/kg)	《建设用土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）	
		茂 76 井场	第二类用地筛选值 (mg/kg)	达标情况
1	总砷	8.24	60	达标
2	镉	0.12	65	达标

3	六价铬	0.7	5.7	达标
4	铜	33	18000	达标
5	铅	21	800	达标
6	总汞	0.0499	38	达标
7	镍	23	900	达标
8	四氯化碳	ND	2.8	达标
9	氯仿	ND	0.9	达标
10	氯甲烷	ND	37	达标
11	1,1-二氯乙烷	ND	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	ND	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	ND	66	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	ND	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	ND	54	达标
16	二氯甲烷	ND	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	ND	5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	10	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	6.8	达标
20	四氯乙烯	ND	53	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	ND	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	ND	2.8	达标
23	三氯乙烯	ND	2.8	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	ND	0.5	达标
25	氯乙烯	ND	0.43	达标
26	苯	ND	4	达标
27	氯苯	ND	270	达标
28	1,2-二氯苯	ND	560	达标
29	1,4-二氯苯	ND	20	达标
30	乙苯	ND	28	达标
31	苯乙烯	ND	1290	达标
32	甲苯	ND	1200	达标
33	间/对二甲苯	ND	570	达标
34	邻二甲苯	ND	640	达标
35	硝基苯	ND	76	达标
36	苯胺	ND	260	达标
37	2-氯酚	ND	2256	达标
38	苯并[a]蒽	ND	15	达标
39	苯并[a]芘	ND	1.5	达标
40	苯并[b]荧蒽	ND	15	达标
41	苯并[k]荧蒽	ND	151	达标
42	蒽	ND	1293	达标
43	二苯并[a,h]蒽	ND	1.5	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	ND	15	达标
45	蔡	ND	70	达标
46	土壤水溶性盐总量 (g/kg)	0.4	—	/
47	pH (无量纲)	8.19	—	/
48	石油类	ND	—	/
49	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	7	4500	达标
50	*石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	—	/

	由上表监测结果可知，项目区域土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，其中特征污染物石油类、石油烃（C₆-C₉）的监测含量未检出，对人体健康的风险可接受。 同时本次评价收集了《长庆苏里格南作业分公司 2024 年产能建设项目环境影响报告书》中 2022 年 5 月的土壤环境质量监测数据，其中 S7 监测点位位于黄海则村，距离项目最近距离约 7.3km，监测结果《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）筛选值要求，其中挥发性有机物和半挥发性有机物均处于未检出状态，重金属和无机物检出浓度均远低于筛选值要求（六价铬为未检出）。
与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	本项目为新建项目，无原有污染问题
生态环境保护目标	3.3 生态环境 参考《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349--2023），井场工程以场界周围 50m 范围、道路工程两侧外延 300m 范围为评价范围。 根据调查，本项目井场及施工便道评价范围内所在地不涉及森林公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、文物古迹、饮用水源保护区等环境敏感区，不涉及生态红线保护区。项目临时占地不涉及基本农田，无珍稀野生动植物分布。故本项目生态保护目标为临时占地及影响范围内的土壤、植被、景观、水土流失、生态系统等。 3.4 大气环境 本项目井场周边 500m 范围内无村庄敏感点，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区。道路施工两侧涉及敏感目标。 3.5 声环境

NO ₂	ug/m ³	200	80	40
TSP	ug/m ³	--	300	200
CO	mg/m ³	10	4.0	--
O ₃	ug/m ³	200	160（日最大 8h 平均）	--
PM ₁₀	ug/m ³	--	150	70
PM _{2.5}	ug/m ³	--	75	35

（2）声环境：根据鄂托克前旗人民政府办公室关于印发《鄂托克前旗声环境功能区划分方案》的通知（鄂前政办发〔2020〕10 号），本项目建设地不在该方案中已划定的 1 类区、2 类区及 3 类区范围内，因此按照（五）乡村声环境功能的确定，没有工业企业及交通干线经过的村庄执行 1 类声环境功能区划要求，因此区域现状声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准，具体见表 3-8。

表 3-8 声环境质量标准

类别	昼间 dB（A）	夜间 dB（A）
《声环境质量标准》 （GB3096-2008）中 1 类	55	45

（3）地下水：《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，具体见表 3-9。

表 3-9 地下水质量标准

污染物名称	标准值	单位
pH	6.5~8.5	无量纲
K ⁺	/	mg/L
Na ⁺	200	mg/L
Ca ²⁺	/	mg/L
Mg ²⁺	/	mg/L
CO ₃ ²⁻	/	mg/L
HCO ₃ ³⁻	/	mg/L
Cl ⁻	250	mg/L
SO ₄ ²⁻	250	mg/L
氨氮	0.5	mg/L
氟化物	1.0	mg/L
氰化物	0.05	mg/L
硝酸盐（以 N 计）	20	mg/L
亚硝酸盐氮	1.00	mg/L
挥发酚类	0.002	mg/L
总硬度	450	mg/L
溶解性总固体	1000	mg/L
耗氧量	3.0	mg/L
钡	0.70	mg/L
砷	0.01	mg/L
汞	0.001	mg/L
六价铬	0.05	mg/L
铅	0.01	mg/L

镉	0.005	mg/L
铁	0.3	mg/L
锰	0.10	mg/L
总大肠菌群	3.0	MPN/100mL
细菌总数	100	MPN/100mL
石油类	0.05	mg/L
石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	/	
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	/	

（4）土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）二类用地筛选值，具体见表 3-10。

表 3-10 土壤环境质量标准

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值	管制值
			第二类用地	
重金属和无机物				
1	砷	7440-38-2	60	140
2	镉	7440-43-9	65	172
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7	78
4	铜	7440-50-8	18000	36000
5	铅	7439-92-1	800	2500
6	汞	7439-97-6	38	82
7	镍	7440-02-0	900	2000
挥发性有机物				
8	四氯化碳	56-23-5	2.8	36
9	氯仿	67-66-3	0.9	10
10	氯甲烷	74-87-3	37	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	9	100
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	5	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	54	163
16	二氯甲烷	75-09-2	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8	50
20	四氯乙烯	127-18-4	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	2.8	15
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43	4.3
26	苯	71-43-2	4	40
27	氯苯	108-90-7	270	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560

29	1,4-二氯苯	106-46-7	20	200
30	乙苯	100-41-4	28	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3 106-42-3	570	570
34	邻二甲苯	95-47-6	640	640
半挥发性有机物				
35	硝基苯	98-53-3	76	760
36	苯胺	62-53-3	260	663
37	2-氯酚	95-57-8	2256	4500
38	苯并[a]蒽	56-55-3	15	151
39	苯并[a]芘	50-32-8	1.5	15
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15	151
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151	1500
42	蒽	218-01-9	1293	12900
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]蒽芘	193-39-5	15	151
45	萘	91-20-3	70	700
石油烃类				
46	石油类	——	4500	9000
47	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	——	——	——
48	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	——	——	——
其他指标				
49	pH	——	——	——
50	土壤水溶性盐总量	——	——	——

3.9 污染物排放标准

1、废气

（1）施工扬尘

施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，具体见表3-11。

表3-11 施工扬尘浓度限值 单位：mg/m³

污染物	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	最高允许排放速率（kg/h）	无组织	
		二级	监控点	浓度（mg/m ³ ）
颗粒物	/	/	周界外浓度最高点	1.0

（2）柴油机燃烧废气

钻井期柴油机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及2020年

修改单中第四阶段的标准限值，具体见表 3-12。									
表 3-12 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值									
阶段	额定净功率（Pmax） （kW）	CO （g/kWh）	HC （g/kWh）	NOx （g/kWh）	PM （g/kWh）				
第四阶段	Pmax＞560	3.5	0.4	3.5	0.10				
（3）非甲烷总烃 钻井过程产生的少量非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB162697-1996）中无组织排放监控浓度限值。 2、噪声 施工期厂界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的限值，具体标准见表 3-13。 表 3-13 建筑施工场界环境噪声排放标准 <table><tr><td>昼间 dB（A）</td><td>夜间 dB（A）</td></tr><tr><td>70</td><td>55</td></tr></table> 3、废水 本项目为探井工程，仅有施工期，施工期废水均不外排。 4、固体废物 施工期一般固体废物处置执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险固废贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）规定。						昼间 dB（A）	夜间 dB（A）	70	55
昼间 dB（A）	夜间 dB（A）								
70	55								
其他	本项目钻井属于油气田开发的施工期，时间较短，项目不涉及运营期、污染物的排放随着施工期的结束而结束，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，建议不核定总量指标，可以将钻井期间产生的污染物排放总量作为施工期环境管理的依据。								

四、生态环境影响分析

施 工 期 生 态 环 境 影 响 分 析	4.1 工艺流程及产污环节 1、工艺流程 本项目主要进行油井勘探开发，通过完井测试评价油藏情况，完井测试结果若表明不具有开采价值，则进行永久封井处理，本项目只涉及勘探期；若完井测试具有工业产能，后期交由长庆油田分公司第四采油厂进行站场建设和采油生产。 本项目生产工艺包括：钻前工程、钻井工程、油井测试、完井搬迁。 （1）钻前工程 根据确定的井位，按照工程钻井设计开展钻前工程。钻前工程包括：为沿线植被清除，修建路基和浆砌挡土等。同时开展井场占地范围内植被的清除。之后开始进行井场场地、井场基础等土石方开挖，当其满足设施要求时，开始进行场地平整、各类设施基础建设等。在这些设施建成并验收合格后进入钻井作业工序。 钻井井场场区设计清污分流系统，污水全部排入废水收集罐，雨水按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），井场中部高于四周，有 1:100~1:200 的坡度，以利于排水，雨季时井场周围挖环形排水沟对雨水进行引流，排放至井场周边，根据 SY/T5466-2013 相关要求，本项目井场周边无农田，无需设置围土堤进行截水。 （2）钻井工程 钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。 ①井身结构方案 石油勘探钻井工程必须重视安全和环境保护，本项目设计井型为直井，设计井深为 2200m，完钻层位为三叠系长 10 层位。根据本项目实际情况，同时参考其它已钻油井，本项目采用常规钻井工艺。 ②钻井工艺简介 设备设施安装就绪后开始钻井作业，用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头牙齿吃入岩石中并旋转以破碎井底岩石，同时钻头喷嘴喷出的钻井液不断冲击井底，随时将井底岩屑从钻杆和地层的环形空间返至地面。钻井液是钻井施工过程中
---	---

中的“血液”，起到冷却钻头、喷射破坏岩石和携带地层岩屑返回地面的作用。

首先进行一开作业，钻至地下第一层岩层完钻；同步进行固井，即钻柱下钻一定深度后，将表层套管（无缝钢管材质）下井，在井壁与表面套管之间空隙内灌注水泥砂浆。

一开完钻后试压并安装防喷装置，期间出现垮塌、缩径等事故时停钻及时处理，待固井完成即水泥砂浆液固化后开展二开作业。

二开作业采用直径小于表层套管内径的钻柱进行钻井工作，到达目的层即停钻，然后将生产套管（无缝钢管材质、外直径小于表层套管而壁厚大于表层套管）下井，同样在井壁与套管之间空隙内灌注水泥砂浆液，待水泥砂浆液固化后即固井完成。

下钻过程中，如发现地下水或油气压力明显升高，有喷出可能时，及时注入压井液进行压井作业，即利用矿物水基悬浊液平衡井内压力，使井内水、油、气不至于井喷，同时也便于采集。

钻井辅助作业主要包括录井和测井。录井即岩屑取样后用荧光检查；当钻井达到设计井深后，下入测井电缆，由测井仪记录参数。

（3）井下作业（完井测试）

完井测试主要是掌握目的层石油产能情况。当钻井钻至目的层后，将对产层进行完井测试。主要包括洗井、射孔、压裂、试油等工序。

①洗井

项目完钻后开展洗井作业，采用清水对套管进行清洗。洗井废水从井口返排进入专用收集罐中，用于配置压裂液，不外排。

②射孔

本项目采用射孔完井方式。射孔完井是指下入油层套管封固产层后再用电缆射孔将套管、水泥环、部分产层射穿，形成油气气流通通道。射穿产层后油井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。根据建设单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 36m³。射孔液主要成分为无机盐类（KCl、NaCl）水溶液加适量粘土稳定剂。

③压裂

射孔后，为提高产层的渗透能力将实施压裂作业。本压裂主要用于低渗透油层的改造。利用地面高压泵，将高黏液体以大大超过地层吸收能力的排量注入井中，

随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂或陶粒）的压裂液注入裂缝中。停泵后，压裂液返排至地面，支撑剂则留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带以提高油层渗透性，从而达到增产的目的。

压裂后需要关井一段时间，使缝闭合施工造成的力波在地层中有逐步扩散，液体逐渐水化。压裂放喷一般分为两个阶段。第一阶段：压裂后，由于地层弹性能量较足，使用油嘴使控制排量。总体要求尽可能多的排除压裂液，同时准确计量出液量。第二阶段：压裂后第一次放喷连续 2-3 小时不出液后，即可以关井，等压力恢复后再放喷。

④试油

试油就是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、钻井录井、测井等间接手段初步确定的可能含油（气）层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。

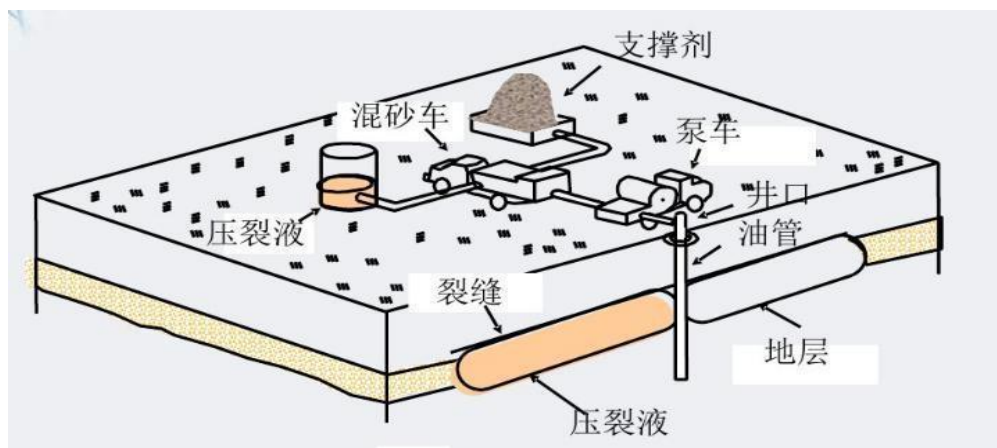


图 4-1 压裂工程示意图

（4）完井搬迁

完井测试之后，要换装井口装置，其余设施将拆除、搬迁。若完井测试结果表明勘探井有工业开采的价值，后期由区块所属的长庆油田分公司第四采油厂进行站场建设和采油生产；若完井测试表明勘探井无工业开采价值，则将井口用水泥封固，恢复井场占地原有土地功能。并对产生的污染物进行无害化处理、处置，做到“工完、料尽、场地清”。

（5）完井后的环境保护措施

- ①钻井作业完成后，应做到井场整洁、无杂物，地表无污染。
- ②暂存在井场泥浆池中的废弃钻井液、钻井岩屑、钻井废水用密闭罐车收集，委托外运处置。
- ③剩余钻井材料应全部回收。
- ④及时落实生态补偿和恢复措施，对临时占用的土地整平翻松，并进行生态恢复，开工建设过程中，加强环境管理，严禁车辆碾压等行为对临时占地外基本草原、灌木林地进行破坏，施工占用土地应在完工后及时进行植被恢复，完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型。
- ⑤完井后井场地表恢复原有植被地貌。
- ⑥完井后对废弃物进行无害化处理，危险废物委托有资质单位进行处置。项目工艺流程及产污环节见图 4-2、图 4.3。

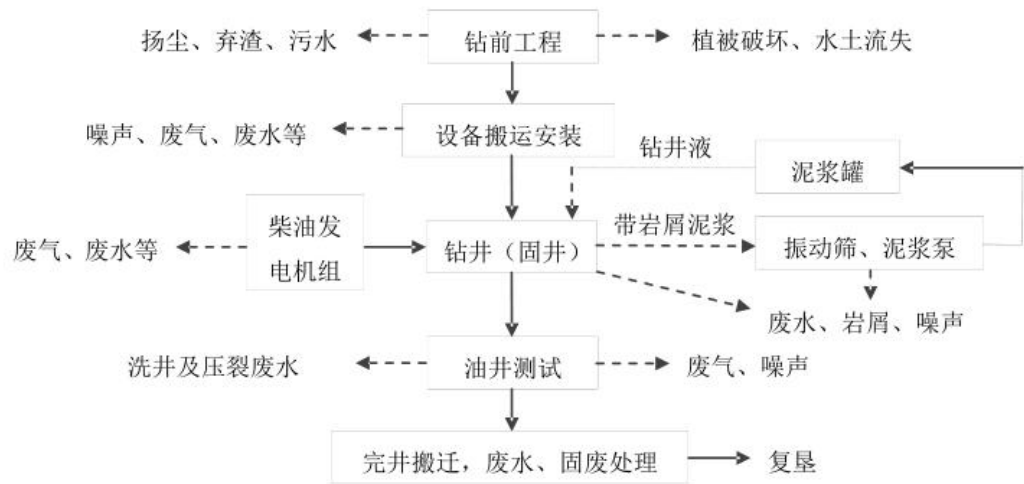


图 4-2 钻井作业过程及产污环节图

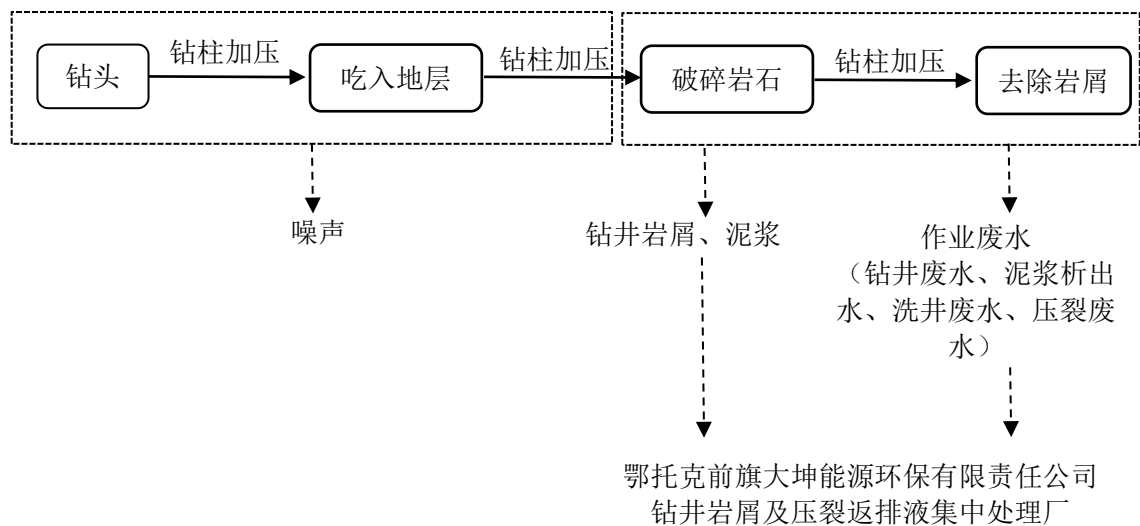


图 4-3 常规钻井工艺及产污环节图

2、主要产污环节

本项目仅为石油勘探的钻井工程，无运行期，污染工序仅在勘探钻井时产生。

主要污染物为施工以及运输车辆产生的扬尘、试油产生少量伴生气、柴油机燃烧烟气、施工车辆尾气、钻井废水、洗井废水、井下作业废水、设备运行噪声、废钻井泥浆、废钻井岩屑、废弃防渗布、废包装袋、废机油以及落地油，同时施工人员产生生活垃圾和生活污水等。

4.2 施工期环境影响分析

1、施工废气影响

(1) 施工扬尘

开挖土石方将破坏原有土壤、植被，在风力作用下，缺少植被覆盖的细小尘土随风而起形成扬尘，致使地表产尘增加，建筑材料的运输、装卸过程以及堆放期间也增加了风蚀起尘的可能性，均属于无组织排放，会造成石油勘探井场区附近环境空气中的 TSP 浓度增高，污染加重。其扬尘量的大小与施工现场条件、管理水平、机械化程度及施工季节、土质结构、天气条件等诸多因素有关。本次评价按照《内蒙古自治区“十四五”生态环境保护规划》、《鄂尔多斯市大气污染防治条例》等相关规定提出以下施工扬尘防治措施：

①井场施工扬尘污染防治措施

A.临时堆土集中堆放在背风一侧，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；

	B.定期清扫散落在施工场地的泥土，配备洒水车或类似设备，定期进行洒水抑尘； C.为现场施工人员配备口罩等防护器具，降低扬尘对施工人员身体健康的影响，遇大风天气应停止施工作业； D.对施工场地及堆土场等不定时进行洒水抑尘； E.大风天起尘量较大的情况下建议暂停施工； F.各种原辅料包括泥浆原料、压裂砂等在施工场地库房存储，严禁露天堆放。 ②道路施工过程扬尘污染防治措施 A.项目临时道路修建采用机械开挖方式，开挖过程边开挖边洒水抑尘； B.大风天气情况下不应进行道路开挖； C.道路开挖产生的表土应集中堆放，并采取覆盖措施； D.开挖过程中，弃土应放置于背风一侧，尽量平摊并采取覆盖措施。 ③运输过程扬尘污染防治措施 A.为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络； B.对施工过程中使用频繁或运输负荷较大的道路路面进行硬化处理，以减少路面扬尘对道路两侧土壤和植被的扰动； C.运输车辆进入位于沙地区域的道路时，应以不高于 40km/h 的中、低速行驶。路过村庄等人群密集区时，速度保持在 20km/h 以下； D.运料车辆在运输时，需要在运料顶部加盖篷布，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘； E.对运输道路进行洒水抑尘，根据道路情况安排洒水次数。 评价要求项目做好施工期扬尘污染管理，尽量减缓施工扬尘对周边环境空气的影响。同时由于项目施工期较短，施工结束后扬尘污染随之消失，因此施工扬尘对环境的影响较小。 （2）柴油机废气 根据建设单位提供的资料，本项目选用 PDC 型钻机，施工现场设 3 台柴油机（2 用 1 备）和 2 台发电机（1 用 1 备），单台柴油机功率为 810kW，柴油耗量为 209.4g/kWh。钻井过程中使用 1 台柴油机带动钻机，1 台柴油机带动发电机发电，项目施工消耗
--	---

柴油 390t。柴油发运转时产生燃烧烟气，主要污染物为 SO₂、NO_x 和颗粒物，污染源呈无组织、分散性。

根据《大气污染工程师手册》，当空气过剩系数为 1 时，1kg 柴油产生的烟气量约为 11Nm³。一般柴油发电机空气过剩系数为 1.8，则发电机每燃烧 1kg 柴油产生的烟气量为 11×1.8≈20Nm³。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年 24 号），柴油机燃烧废气烟尘按 0.25kg/t 柴油、NO_x 按 3.41kg/t 柴油计。根据《普通柴油》（GB252-2015）规定，2018 年 1 月 1 日后，柴油中硫含量不大于 10mg/kg（0.01kg/t），本次评价按柴油中硫含量 0.01kg/t 柴油估算，SO₂ 产生量为 0.02kg/t。根据《环境影响评价工程师 职业资格登记培训教材：社会区域类环境影响评价》给出的计算参数可知，CO1.52g/L；HC+NO_x4.049g/L。柴油发电机组污染物排放量见表 4-1。

表 4-1 柴油发电机燃烧废气污染物排放统计表

耗油量 (t)	烟气量 (10 ⁴ m ³)	排放总量 (t)				
		SO ₂	NO _x	颗粒物	CO	HC
390	780	0.004	0.714	0.052	0.318	0.134

由表 4-1 可知，NO_x、颗粒物、CO、HC 排放速率满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第四阶段的标准限值，即 CO3.5g/kwh、NO_x3.5g/kwh、HC0.4g/kwh、PM 0.1g/kwh。

项目井场所在区域扩散条件良好，经自然扩散后虽然柴油机废气会产生一定影响，但该影响属于可接受范畴。此外，项目施工期较短，钻井期间的大气污染物将随工程的结束而消除，对环境空气影响较小。

（3）无组织非甲烷总烃

钻井过程中，不可避免的将有少量地下的易燃气体排出，包括钻井过程中套管气和试油过程中伴生气（采出液经油气分离器分离后，伴生气经管线导入放散管放散，含水原油进入抽汲罐暂存），经收集资料，项目所在区块不属于“高硫、高压”油层，伴生气产生量较小且出气量不稳定，不具备燃烧放空条件。根据建设单位提供资料，油田钻井工程产生的伴生气采用放散管直接放散，放散管位于井场外，放散废气主要为油田伴生气，易被稀释扩散，且项目所在地较空旷，影响范围有限，对环境影响较小。

	(4) 车辆废气 探井施工期过程运输车辆较多，排放的废气会对大气环境造成一定污染。由于车辆排放的废气为流动的线源，具有间断性产生、产生量较小、产生点相对分散、易被稀释扩散等特点，且项目所在地较空旷、且产生量不大，影响范围有限，对环境影响较小。 综上，项目建设对大气环境影响较小。 2、地表水环境影响分析 (1) 生产废水 本项目施工期生产废水包括钻井泥浆析出废水、洗井废水和井下作业废水，根据给排水分析，项生产废水产生总量约 930m³。按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）附录 B，钻井工程地表水环境影响评价因子为 pH、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅。 ①钻井泥浆析出废水 井底返排泥浆中含有大量岩屑，进入地面的泥浆不落地系统，经系统内的振动筛筛分后，岩屑收集于岩屑收集罐内；钻井泥浆暂存于地上移动式泥浆罐，经静置沉淀后，析出的上清液作为钻井泥浆配液回用。 一个井场钻井结束后，剩余的钻井泥浆析出废水回用于下一井场作为钻井配液循环使用。最终钻井结束不能回用的钻井泥浆析出废水拉运至鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂进行处理。 钻井泥浆析出废水主要含有各类钻井液添加剂及钻井带出的石油类，项目采用水基钻井液，钻井废水的污染物种类主要为 SS、COD 和石油类，参考长庆油田分公司各采油厂产能建设项目中给出的同类钻井废水水质检测数据，SS 浓度为 2250mg/L，COD 浓度为 5000mg/L，油类浓度为 19.1mg/L。建设单位在钻井前井场均配备废水地上收集罐，收集、暂存并沉淀钻井泥浆析出废水，将其沉淀后回用于配置钻井泥浆；钻井结束后剩余钻井泥浆析出废水经罐车拉运至鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂进行处理。 ②洗井废水 洗井废水主要包括钻井过程中冲洗钻台、钻具和钻井井筒的清洗废水，根据建
--	--

设单位提供资料，洗井采用清水洗井，污染物种类主要为 SS 和石油类等，类比《长庆油田分公司第九采油厂刘峁塬作业废水处理站环境影响报告表》中收集的试验数据，洗井废水中 SS 浓度为 50-1000mg/L，石油类浓度为 100-200mg/L。本项目与长庆油田分公司第九采油厂榆林油区勘探深度、勘探层位基本项目，且勘探工艺相同，因此类比可行。

项目钻井井场设置废水地上收集罐，洗井废水全部进罐贮存沉淀，用于配置压裂液，不外排。

③压裂返排液

压裂返排液水质成分复杂，其中有机物多以环状结构为主，包含酮、酯、羧酸、醛等多种官能团，分子量主要在 500~1000 之间。项目井场设置废水地上收集罐，压裂返排液全部进罐贮存，钻井结束后由防渗漏、防溢流的罐车运至鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂进行处理。压裂返排液主要含 SS、COD 和石油类，因本项目建设区域暂无类似探井工程，本次评价参考《第九采油厂 2023 年产能建设工程榆林油区环境影响报告书》中废水水样检测数据，压裂废水中 SS 浓度为 200-1000mg/L，石油类浓度为 20-50mg/L。本项目与长庆油田分公司第九采油厂榆林油区勘探深度、勘探层位基本项目，且勘探工艺相同，因此类比可行。

综上所述，本项目施工期生产废水（钻井泥浆析出废水、压裂返排液等井下作业废水）在油探井施工结束后全部外运至鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂进行处理，废水不外排，对区域地表水基本不产生影响。

（2）生活污水

项目生活污水产生量约为 76.5m³，施工营地设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活污水收集后运至城川镇污水处理厂进行处理。

3、地下水环境影响分析

（1）地下水评价依据

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A《地下水环境影响评价行业分类表》，本项目属于 C 地质勘查-24 类：矿产资源地质勘查（包括勘探活动），地下水环境影响评价项目类别属于 IV 类，可不对其进行地下水评价。

由于油探井的实施过程中用到柴油和多种钻井泥浆助剂，施工过程中产生的废水、固废在施工场地内暂存，上述物料泄漏对区域地下水存在一定的污染风险，因此本次环评对地下水环境影响进行简单分析。

（2）正常状况下项目对地下水环境影响分析

本项目钻井泥浆析出废水回用于配制泥浆，循环使用；钻井结束后，钻井泥浆析出废水回用于下一井场作为钻井配液循环使用；井下作业废水排入废水地上收集罐，待钻井结束后由防渗漏、防溢流的罐车运输至鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂进行处理，不外排；生活污水排入环保移动式厕所，后清掏作农肥。由于本项目钻井时使用柴油发电机提供动力，因此在各个井场设置柴油罐 1 处，柴油罐为地上式钢制卧式罐，采取黏土防渗+双层防渗布防渗阻隔。因此正常情况下项目实施不会对区域地下水产生影响。

（3）非正常状况下项目对地下水环境影响分析

本项目钻井期间，非正常状况下地下水主要污染途径为钻井套管连接不及时造成的钻井泥浆泄漏，以及泥浆罐可能因为防渗质量不合格或者操作失误发生渗漏，其泄漏的污染物可能会污染周围地下水。

①钻井套管连接不及时造成钻井泥浆泄漏对地下水的影响

钻井套管链接不及时，钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca^{2+} 、 Na^{+} 等离子，且 pH、盐份都很高，易造成地下含水层水质污染。

就钻井泥浆泄漏而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）安装完毕后，继续钻井数千米到达含油目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层造成污染，另外虽然油区区域活动断裂不发育，构造作用微弱，但也不排除局部可能存在小的破碎带或裂隙等，若钻井经过这些小的破碎带或裂隙等，也可能导致钻井液漏失，其风险性是存在的。

本项目钻井采用水基钻井泥浆，水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，

严格要求套管下入深度、加强固井质量、钻井过程中定期监测钻井液漏失量，遇异常漏失及时采取封堵等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

②泥浆罐泄漏对地下水的影响

钻井泥浆中含有大量粘土、CMC（羧甲基纤维素）、重晶石和少量纯碱等，正常情况下储存在泥浆罐中，地面采取黏土防渗+双层防渗布防渗，对地下水影响较小。由于采取的是地上罐，生产过程中会定期巡查，一旦发生泄漏事故，会及时处理，集中回收泄漏泥浆及砂土，不会下渗造成地下水污染。

按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）附录 B，钻井工程地下水环境影响因子为 pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等，在采取完善的防渗措施、定期巡查的情况下，对地下水环境影响小。

4、声环境影响分析

由于本项目钻井过程为 24 小时连续运行，对声环境影响大的主要为钻井过程中柴油发电机、钻机、泵类等设备运行产生的连续性噪声。本次评价噪声预测按单个钻井工程施工期噪声影响范围进行预测。

（1）机械设备噪声

项目施工期噪声主要来自钻井设备、柴油发电机、泥浆泵、压裂车等设备运转时发出的机械噪声，因在不同的施工阶段采用不同的设施，因此部分设备不会同时进行施工，本次评价按照钻井过程及压裂、试油过程分开进行预测。

①钻井施工

钻井井场主要噪声源为柴油机、柴油发电机、钻机、泥浆泵及振动筛等连续性噪声，噪声源强一般为 85~110dB(A)。钻井阶段主要噪声源见表 4-2。

表 4-2 钻井井场主要噪声源统计表 单位：dB(A)

噪声设备	运行数量	措施	声源源强	降噪后声源强	声源性质	备注
柴油机	2 台	选择低噪声设备、基础减振	110	100	连续稳态声源，以低频噪声为主，具有波长较长，方向性弱，衰减小时缓慢等特点	施工结束后噪声即消失
发电机	1 台	选择低噪声设备、基础减振	110	100		
钻机	1 台	选用低噪声设备、采用吸声合金、外壳设置泡沫吸震套	95	85		
钻井泥浆泵	2 台	选择低噪声设备、基础减振、合理调节电机转速等措施	85	75		
水泵	3 台	选择低噪声设备、基础减振、润滑	85	75		

		等措施				
振动筛	3 台	选择低噪声设备、基础减振、柔性连接、轴承阻尼处理等措施	80	70		
除砂器	1 台	选择低噪声设备、基础减振、润滑等措施	80	70		
除泥器	1 台	选择低噪声设备、基础减振、润滑等措施	80	70		
压滤机	1 台	选择低噪声设备、基础减振、配件润滑等措施	80	70		

②压裂和试油噪声

钻井结束后，压裂试油噪声主要为压裂设备噪声和放喷噪声，源强详见表 4-3。

表 4-3 压裂试油噪声源强 单位:dB(A)

时段	噪声源	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
试油工程	压裂车	100	1m	机械	昼夜连续	固定声源
	测试放喷	80	1m	空气动力	昼夜连续	固定声源

(2) 交通噪声

土石方、设备、材料进出场地等运输过程中，将在公路沿线造成噪声污染。可以通过加强管理、疏通道路、控制运输时间，减少鸣笛和防止车辆堵塞等方法减轻其影响。

(3) 影响分析

①钻井过程噪声影响分析

目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要有：在柴油机、发电机及泥浆泵等设备下加衬弹性垫料、基础减震，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 10dB(A)左右。

根据拟建项目设备声源特征和声学环境的特点，视设备声源为点源，声场为半自由声场，依据 HJ2.4-2009《环境影响评价技术导则—声环境》，选用无指向性声源几何发散衰减预测模式预测场界噪声，预测结果见表 4-4。

计算公式：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg \frac{r}{r_0}$$

式中：L_p(r)：距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

L_p(r₀)：参考位置 r₀ 处的 A 声级，dB(A)；

r: 预测点距离声源的距离, m;

r0: 参考位置距离声源的距离, m。

表 4-4 主要施工机械噪声不同距离处的噪声级 单位: dB (A)

设备	降噪后声级 /dB (A)	运行 数量	合成声压级 /dB (A)	受声点不同距离处噪声贡献值/dB (A)						
				10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m
柴油机	100	2 台	103	83.0	69.0	63.0	59.5	57.0	55.0	53.5
发电机	100	1 台	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	52.0	50.5
钻机	85	1 台	85	65.0	51.0	45.0	41.5	39.0	37.0	35.5
钻井泥浆泵	75	2 台	78	58.0	44.0	38.0	34.5	32.0	30.0	28.5
水泵	75	3 台	79.8	59.8	45.8	39.8	36.3	33.8	31.8	30.3
振动筛	70	3 台	74.8	50.0	36.0	30.0	26.5	24.0	22.0	20.5
除砂器	70	1 台	70	50.0	36.0	30.0	26.5	24.0	22.0	20.5
除泥器	70	1 台	75	50.0	36.0	30.0	26.5	24.0	22.0	20.5
压滤机	70	1 台	75	50.0	36.0	30.0	26.5	24.0	22.0	20.5
《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 昼间 70dB (A), 夜间 55dB (A)										

由上表可知, 钻井施工期间, 柴油机噪声影响最大, 在距离柴油机设备 250m 处昼夜噪声可达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中相关规定。

②压裂、试油作业噪声影响分析

压裂施工作业为昼夜连续作业, 根据不同井压裂层数的多少, 持续 3 天左右。放喷噪声主要为高压气流噪声, 一般放喷时间为 4~6h 可完成放喷, 放喷过程根据地层压力, 压力大时会产生高压气流噪声, 经与钻井施工单位核实, 试油噪声相对较小, 且影响时间较短, 对周边敏感点影响较小。本次评价要求建设单位尽量选择昼间进行放喷作业, 以减缓对周边声环境质量的影响。因此本次评价仅对井场压裂、噪声进行预测, 预测模型同钻井工程噪声预测模式, 预测结果见表 4-5。

表 4-5 压裂噪声影响范围预测结果 单位: dB(A)

预测结果 噪声源	距声源距离								
	10	20	40	60	80	100	150	200	300
压裂设备 (2 台)	83.0	77.0	70.9	67.4	64.9	63.0	59.5	57.0	53.5

根据上表预测结果, 压裂作业时在距压裂设备 45m (距井场边界 45m) 处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 昼间排放标准 70dB(A); 在距压裂设备 251m (距井场边界 251m) 处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。

因此, 项目在钻井、压裂过程中, 对周围敏感点会产生噪声影响, 但项目施工时间短, 施工结束后, 噪声影响消失。根据现场调查, 项目井场 500m 范围内无居

民点，因此项目对敏感点及周边声环境影响较小。

5、固体废物环境影响分析

(1) 一般固体废物

项目钻井过程产生的一般工业固体废物主要为废弃泥浆及钻井岩屑、废包装袋。此外，封井过程会产生少量建筑垃圾。

①钻井泥浆

本项目采用水基钻井液，产生的钻井泥浆不含有害成分，根据建设单位提供资料，钻井过程中岩屑与泥浆一同进入泥浆不落地系统，沉淀后上部清液循环使用，下部岩屑及泥浆进行压滤后废水外运至作业废水处理站，岩屑及泥浆一同外运至有能力的集中处置单位进行处置。

参考长庆油田分公司各厂产能建设项目环境影响报告书，根据安塞区域打井资料调查，钻井井场的钻井泥浆的重复利用情况，单口钻井实际产生的废弃泥浆约47.7m³，折合约54.9t（1.15t/m³）。

钻井作业过程中，在钻井场地配备移动式泥浆罐、振动筛、废弃泥浆压滤机，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，不能回用的泥浆及完钻后的剩余泥浆经压滤机压滤后，输送至泥浆收集罐，及时交有处理能力的单位清运处置。

施工期间在井场对钻井各环节产生的废弃泥浆收集，采取“铺设作业、带罐上岗”的模式作业，规范处理，井场作业完成3天内废弃钻井泥浆交有处理能力第三方外运处置，对环境的影响较小。

本项目泥浆循环利用工艺流程见图4-4。

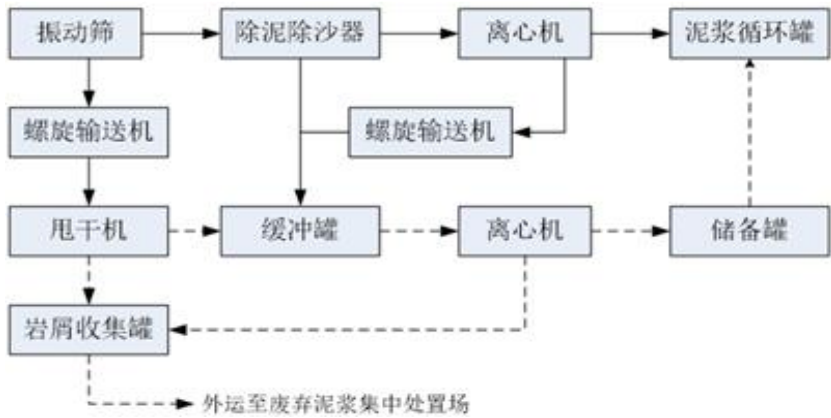


图 4-4 泥浆循环利用工艺流程图

泥浆不落地工艺流程如下：

	(1) 泥浆经过振动筛筛分，岩屑成分通过螺旋输送机收集输送至甩干机顶部的进料口进行甩干。甩干机内，岩屑在离心力的作用将上面附着的液体脱出，从振动筛的缝隙中飞入甩干机的液体收集区，然后流入缓冲罐。脱液后的钻屑被刮刀刮下，在离心力作用下沿锥形筛篮的内壁下落，进入岩屑收集罐。 (2) 经振动筛筛分排出的泥浆成分送除泥除沙器和离心机进行泥沙分离，分离后的液相组分送至泥浆循环罐循环利用。 (3) 当除泥除砂器和离心机含液量较高时，分离物进入缓冲罐中，汇同岩屑甩干机产生的液相泵送入高速变频离心机中，进行二次固液分离，固相存放于岩屑收集罐，液相进入储备罐用于重新配制泥浆。 (4) 岩屑收集罐内的脱水岩屑定期运往有条件的第三方处置，钻井结束后剩余的钻井泥浆在井场内经压滤机压滤后运往有条件的第三方处置。 钻井过程中，井场作业区域地面全部铺设土工布进行地面防渗，井场内不开挖泥浆池，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集罐内，储罐底部均铺设防渗布。施工期间在井场对钻井各环节产生的废弃泥浆收集，采取“铺设作业、带罐上岗”的模式作业，规范处理，井场作业完成 7 天内废弃钻井泥浆压滤后，输送至泥浆收集罐，交有处理能力第三方外运处置，对环境影响较小。废弃钻井泥浆在井场经罐车拉运至集中处理场地，谨防抛洒。 ②钻井岩屑 井底返排泥浆中含有大量岩屑，进入地面的泥浆不落地系统，经系统内的振动筛筛分后，收集于岩屑收集罐内，施工结束后由交有处理能力第三方外运处置。 钻井岩屑为钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑和土层，经泥浆循环携带出井口，在地面经振动筛和离心机分离出来后存放于井场的专用移动式收集罐中。钻井岩屑产生量与井眼长度、平均井径及岩石性质有关。 一般情况下，岩屑的产生量可按下式计算： $W = \frac{1}{4} \pi D^2 h d 50\%$ 式中：W—井场岩屑产生量，t； D—井直径(一开 0.3112m，二开 0.2159m)，m； h—井深度(一开 230m；二开 1970)，m； d—岩石密度(取 2.8t/m³)。
--	---

	由以上公式计算得项目钻井岩屑产生量为 125.39t。 根据钻井施工单位提供资料，钻井过程中岩屑和泥浆一同进入泥浆不落地系统，沉淀后上部清液循环使用，下部岩屑及泥浆委托有集中处置能力的单位外运处置，项目配备的压滤机为板框压滤机，压滤后含水率一般为 65%~85%，本次评价以 70% 计，则项目钻井期间产生的钻井岩屑为 417.97t（含水率 70%）。 ③废包装袋（一般固废） 废弃包装袋主要为钻井液及压裂液各类添加剂的废弃包装，产生量约为 0.0015t，属于一般固体废物，施工结束后回收综合利用。 ④建筑垃圾 探井完成后将会对探井进行封井，封井会产生少量建筑垃圾，交由有关部门处置。 （2）生活垃圾 本项目单井钻井施工人员 30 人（直井钻井周期为 35d（钻前准备 5d、钻井工程 30d），试油人员 10 人，（试油周期为 40d），生态恢复人员 5 人（恢复周期 10d），施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计，则本项目单井施工期产生生活垃圾合计 0.75t。井场设置垃圾箱，施工结束后送附近垃圾中转站，定期交环卫部门处置。 （3）危险废物 项目产生的危险废物主要为钻井产生的含油岩屑、试油过程产生的落地油，钻井设备产生的废机油和废含油抹布、废防渗布等。 ①落地油 试油、井下作业过程中，往往会有一部分原油散落井场成为落地油，按照石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系要求，落地油回收率要求 100%，油井施工期间不排放落地油。作业过程中，通过采取在井场地面铺设防渗布的措施可将落地油全部回收。对于试油过程中产生的落地油，井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”，即试油时将原油导入罐车拉至卸油台进入集输流程进行回收，未收集入罐的落地油泥连同防渗布一同交有资质单位外运处置。评价要求及时回收落地油，回收率为 100%。 根据建设单位过往项目经验，每口油井产生的落地油约为 0.1~0.5t，本次评价
--	--

	按照 0.3t/口油井计，因此，本项目落地油产生量约为 0.3t。 ②废机油 钻井过程中废机油主要来源于设备机油，属于《国家危险废物名录（2021 年版）》规定的 HW08 类危险废物，危险废物代码 900-214-08。根据类比调查，井钻井时废机油产生量约为 0.2t/单井场，本项目废机油产生量约 0.2t。 ③含油岩屑 钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余经泥浆循环泵带出井口。含油段的岩屑属于危险废物，应单独收集，委托有资质单位外运处置，根据估算，项目探井产生含油段钻井岩屑约 1.5m³。 ④废含油抹布 钻井过程中会产生一定的废抹布，主要来源为机械保养、清洁后的擦拭，废抹布中含油。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，废含油抹布和防渗布属于危险废物类别中的 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49。估算项目废含油抹布总产生量为 0.01t。 ⑤废防渗布 为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影 响，需要在钻井过程中在钻井平台附近铺设防渗布，根据建设单位项目经验，本项目施工单井废防渗布产生量约为 0.3t。废防渗布主要接触物为钻井泥浆，会接触了含油岩屑和污泥，因此属于危险废物，危险废物类别中的 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49。施工结束后沾染了含油污泥的废防渗布作为危险废物委托有资质单位外运处置。 ⑥废包装袋（危险废物） 根据项目原辅材料消耗种类及物质性质，并对照《危险化学品目录（2022 调整版）》，破胶剂以过硫酸钾作为主要助剂，过硫酸钾属于危险化学品，因此破胶剂包装袋为危险废物，项目产生废破胶剂包装袋约 0.001t。 项目产生的危险废物全部采用专用容器分类收集，其中落地油及含油岩屑分别采用储罐储存，储罐位于室外，为钢制密闭储罐，储存区采取底部防渗措施，其它危险废物采用专用容器收集后分区暂存至钻井井场临时危险废物暂存间内，各类危险废物收集方式见表 4-6，施工结束后委托有资质单位外运处置。项目施工期产生的
--	--

固体废弃物均得到合理妥善处置，对周边环境影响较小。

经核算，项目施工期固体废物产生及处置措施见表 4-6，涉及危险废物的产生及处置情况见表 4-7。

表 4-6 项目施工期固体废物总产生量一览表

种类	来源	产生量	临时储存措施	主要成分	处理处置方式	分类
一般岩屑	钻井过程岩屑	417.97t	60m ³ 岩屑收集罐储存	岩石、土壤	钻井泥浆和钻井岩屑经泥浆不落地工艺处理后的泥饼委托鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂进行处置	II 类一般工业固废
压滤后的泥浆（含水率以 70%计）	废泥浆	47.7m ³	50m ³ 泥浆收集罐储存	水、粘土、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石、褐煤等		
废膨润土、纯碱包装袋	材料使用	0.0015t	袋装储存	塑料等	回收综合利用	
落地油	事故状态	0.3t	污油罐储存	石油烃	专用容器收集，待钻井结束后委托有资质的单位外运处置	危险废物
含油岩屑	钻井遇含油层	1.5m ³	含油岩屑收集罐储存	石油烃		
废机油	设备检修	0.2t	机油桶储存	石油烃		
废含油抹布	设备检修	0.01t	袋装储存	石油烃		
废防渗布	钻井平台污染物收集	0.3t	地面堆放	石油烃		
废包装袋	破胶剂包装	0.001t	地面堆放	过硫酸钾		
生活垃圾	钻井队生活	0.75t	垃圾桶	生活垃圾	井场设置垃圾箱，施工结束后送附近垃圾中转站，做到现场无遗留	生活垃圾

表 4-7 项目危险废物产生情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08	071-001-08	0.3t	钻井	液态	油	探井期	T,I	专用容器收集，待钻井结束后由委托有资质单位处置
2	含油岩屑	HW08	071-001-08	1.5m ³	钻井	固态	油	探井期	T,I	
3	废机油	HW08	900-214-08	0.2t	钻井	液态	油	探井期	T,I	
4	废含油抹布	HW49	900-041-49	0.01t	钻井	固态	油	探井期	T,I	
5	废防渗布	HW49	900-041-49	0.3t	钻井	固态	油	探井期	T,I	
6	废包装袋	HW49	900-041-49	0.001t	钻井	固态	过硫酸铵	探井期	T,I	

评价要求建设单位做好施工期固体废物管理工作，一般固体废物及危险废物均记录台账并妥善保管，台账包括废物名称、产生时间、产生量、储存位置、储存方式、转移时间、转移单位等信息，确保施工期各类固体废物全部得到妥善处置。

6、生态环境影响分析

详见本项目生态环境影响专项评价报告。

7、土壤环境影响分析

(1) 土壤环境影响分析依据

本项目为油气资源勘探活动，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，项目属于表中“其他行业”，为IV类项目，可不开展土壤环境影响评价。故本次评价仅对土壤环境影响进行简单分析。

(2) 项目区域土壤环境质量现状调查

本次评价对项目场地土壤环境质量进行了现状监测，根据监测结果可知，项目井场土壤的环境质量现状均未出现超标现象，由此可知项目区域的土壤环境质量较好。

(3) 项目施工期土壤环境影响分析

项目施工过程中将产生固废和废水，包括落地油、施工人员的生活垃圾等废物残留于土壤中，这些在土壤中难以生物降解的固体废物，影响草木生长污染土壤环境质量。另外，钻井过程中将产生大量的钻井泥浆和钻井岩屑，如不及时收集而任意排放，则会明显对井场附近土壤造成一定程度的污染。项目施工场地对柴油罐、泥浆不落地装置等可能对土壤产生影响的设施进行防渗，对固废进行妥善收集外运处置后，可减缓土壤污染的风险。正常情况下，不会对井场土壤环境造成污染。

项目油探井在施工时设计了相应的分级防渗措施，但在施工过程中，难免发生因防治措施落实不到位，或自然、人为等原因造成的泄漏事故。在以上非正常情况下，钻井泥浆、落地油等污染物散落至土壤可能会对土壤环境造成污染。

落地油残留在土壤，由于原油为大分子疏水性物质，在溶解态方可迁移，故施工期土壤影响参照运行期土壤影响预测，随着时间的推移，石油类逐渐向包气带土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，当落地油洒落于地面，在有强降雨持续发生时，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类影响会逐渐消失。

综上，由于项目占地均为临时占地，占地规模小，施工期短，施工结束后即恢复原有土地利用类型，不改变原有土地性质，且对井场重点区域进行防渗处理，因此对土壤环境影响较小。

8、环境风险影响分析

(1) 风险识别

项目涉及的危险物质，包括勘探中井场储存的柴油、试油开采出的原油（以采出液的形式）、伴生气以及危险废物。项目钻井施工过程中设置 1 个 30m³ 柴油罐，柴油密度 0.855g/cm³，储罐为 90% 充装率，因此最大在线量为 23.085t。因本项目为勘探项目，钻井时因事故而导致的风险源强无法量化，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2018）中附录 B.1 突发环境事件风险物质及临界量，本项目危险物质数量与临界量比值(Q)见表 4-8。

表 4-8 风险物质最大贮存量及其临界量一览表 t

序号	名称	最大存储量 (t)	临界量 Qn/t	位置	q/Q
1	柴油	23.085	2500	井场	0.0092
2	危险废物（落地油、废机油）	0.61	2500	井场	0.000168
合计					0.030368

Q<1，所以本项目风险潜势为 I 级，本项目环境风险进行简单分析。

①物质危险性识别

项目涉及的危险物质，包括勘探中井场储存的柴油、试油开采出的原油（以采出液的形式，含水高），根据建设单位提供资料，开采区域油层中不含 H₂S 气体。其危险特性见表 4-9，危险物质的理化性质详见表 4-10。

表 4-9 危险物质危险特性

序号	危险化学品名称	危险货物编号	物质危险性
1	柴油	1202	低闪点易燃液体
2	原油	1267	中闪点易燃液体

表 4-10 危险物质理化性质

物料名称	理化性质	危险性描述	产生或使用环节
柴油	主要成分为烷烃、芳烃、烯烃等，自燃温度 257℃，燃烧分解产物主要为 CO、CO ₂ 。爆炸上限(V%): 7.5(轻柴油)	遇明火、高热或与强氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎和肺的损害。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头痛及头晕。	勘探现场柴油机使用
原油	粘稠性油状液体，密度 0.78g/cm ³ ~1.0g/cm ³ ，易燃，自燃温度约 350℃。	危险毒性：原油本身无明显毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾，吸入大量引起危害；有刺激和麻醉作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头昏、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状。	试油过程产生

②勘探过程危险性识别

1) 危险性识别

勘探井开发过程环境风险事故中，影响范围较广的风险事故主要为井喷及井喷引起的火灾、爆炸等。其潜在的风险事故和危害如表 4-11 所示。

表 4-11 主要事故类型、来源及影响环境的途径

事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标
井喷	钻井	原油	①释放有毒污染物，引发火灾从而污染大气环境；②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长；③进入地下水层，污染地下水水质	周围大气环境、土壤、地下水
井漏	钻井	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水
泄漏	试油过程井口装置泄漏（如阀门盘根、法兰、阀体与前后阀盖连接处等）	石油类、挥发烃	①油品挥发，造成大气污染；②原油流出厂界，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；③进入地下水层，污染地下水水质	周围大气环境、土壤、地下水
柴油罐泄漏、火灾、爆炸	钻进	柴油	①释放有毒污染物，引发火灾从而污染大气环境；②泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长；③进入地下水层，污染地下水水质	周围大气环境、土壤、地下水

2) 风险事故类比调查

因地层的复杂多变性，钻井过程中存在井喷事故发生的可能性，但油气田已发生的井喷事故多发生在油气田勘探开发初期，随着对地层和地质状况的不断深入了解，加之防喷技术的提高，目前油气田勘探开发过程中井喷事故的发生概率在不断降低。通过对陕北地区现有生产井及勘探井数据分析，陕北地区油层压力分布规律已基本掌握，本项目勘探井发生井喷的概率极低，即使发生井喷事故，压井措施也比较容易成功。

据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间（1950～1990 年），累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41%，其中，井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此，井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年。根据钻井期工艺特点，可能造成潜在环境风险的主要环节包括：钻井、起下钻、下套管、固井、测井和试油作业等，在整个钻井过程中可能发生的事故以井喷后果最为严重，井喷失控易酿成火灾、爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏、油井报废和自然环境的污染。

（2）环境影响途径及危害程度

	①井喷 井喷就是当钻井钻穿高压油气层时，由于处理措施不当等原因使油气流从井口喷出。井喷时将有大量伴生气喷出，并极易发生火灾，喷出的大量烃类气体污染大气，原油覆盖植被影响其光合作用而死亡。尽管井喷造成的后果是严重的，但井喷发生的概率非常小，只有在钻遇高压油气层而且往往操作不当时才有可能发生。而由于操作者直接责任而引起井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障等是造成井喷失控事故的主要因素。在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。 发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、耕地和植被等。 A. 井喷事故对环境空气的影响 根据建设单位提供资料，探井施工过程中会设置四合一监测仪，对 H₂S 及可燃气体等进行检测，根据建设单位提供资料，钻井队应在钻开油气层前，按照钻进、起下钻杆、起下钻铤、空井发生溢流的四种工况分班组、定期进行防喷演习，演习不合格者不得打开油气层，因此若发生井喷事故后，钻井队能在第一时间进行关井，防止伴生气在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响。 发生井喷事故时，排放的伴生气对周围环境的主要污染因子为 H₂S、非甲烷总烃，若井喷时伴生火灾爆炸事故，则燃烧产生 SO₂、颗粒物等污染物，发生井喷事故时排放的 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中二级标准限值，非甲烷总烃、SO₂、颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值。 根据《鄂尔多斯盆地油气地质研究进展与勘探技术》，鄂尔多斯市油气层具有“低压、低渗、低丰度”的三低特征，因此本项目拟探油层不属于“高硫、高压”油层，钻井过程中伴生气产生量小，即使发生井喷事故后，伴生气产生量小，通过采取各项井喷应急措施，可减缓井喷事故对周围环境空气的影响。 B.对土壤的污染和影响
--	--

	井喷喷出的原油类混合物会渗透到土壤中进而渗透到地下水中，杀死土壤中的微生物，改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦井喷要及时清理被污染的土壤。 C.对井场周边植物的污染和影响 当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的植物上，使植物受到一定程度的污染，对喷出的伴生气进行点火燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的农作物受到灼伤。本项目周边主要为草地、灌木林地及农田，如果发生井喷事故，需及时对受损区域土壤及植物进行治理和恢复。 ②伴生气泄漏 正常情况下，井口存在伴生气的无组织泄漏，但不会成为环境风险，即不会造成突发性环境污染。非正常和事故情况下，如发生井喷致使伴生气泄漏外溢，会对环境、人员和设备产生危害。伴生气主要危险和危害包括：遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害；烃类气体对人体的毒性危害，较长时间接触后，对体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。本项目所在油田区域基本不会发生井喷事故，且油田伴生气储量较少，伴生气泄漏事故造成人员伤害及环境污染的可能性较小。 ③套管破损 本项目在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、技术套管组成），造成套损的因素有地质因素和套管质量不合格。当泥岩性质较不稳定，在高温高压下能产生蠕变，在有水侵入时易膨胀，当泥岩含水 10%以上时，泥岩拥有较高的塑性，几乎将全部上覆岩压转移到套管，使其变形损坏，泥岩的水来源是钻井过程中的泥浆失水。套管质量不合格主要表现在管壁厚薄不均或壁厚达不到要求，管体和接箍有裂纹、内痕，管子存在不圆度，造成套管使用寿命不长。另外，由于螺纹加工精度不高，造成丝扣不密封，套管内外气体与液体由于压力不同互相串通，长期作用后，扩大了丝扣的孔隙，导致套管损坏，套管破损几率为 $7.2 \times 10^{-6} \text{m/a}$，且本项目仅为施工期，单井钻井时间仅为 85d，因此发生事故可能性极小。
--	---

④井漏

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成污染。

⑤柴油储罐泄漏

施工场地柴油罐若发生泄漏，柴油外泄，会对区域地下水产生影响，并极大提高火灾风险。因此井场柴油罐区会铺设人工材料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，正常情况下不会对井场土壤及地下水造成影响。

（3）环境风险分析

①环境空气

本项目涉及的危险化学品主要为柴油。当储油罐发生爆炸事故时，物料燃烧的产物为水蒸气、二氧化碳、二氧化硫及少量的氮氧化物，泄漏并发生火灾时，会因其中重组分燃烧不完全引起浓烟，使局部大气中 TSP 和 CnHm 增加，污染大气环境；随着事故处理的结束，浓度将呈逐渐下降的趋势，但在此过程中，燃烧烟气中有毒有害成分将会使事故源附近及下风向保护目标范围内的人群受到强烈刺激，身体健康受到一定影响。因此一旦发生火灾爆炸环境风险事故，建设单位应立即启动应急预案，尽快告知影响范围内的人群采取防护措施，并尽快向上风向疏散撤离。

②地表水

本项目发生的常见事故为卸油过程中油罐区的火灾事故，发生该类事故时，采用干粉灭火器进行灭火、泄露的油品采用消防沙进行吸收。根据《建筑设计防火规范》（GB50016-2006）的规定，本项目井场内配置各类灭火器具，包括手提式干粉灭火器、推车式干粉灭火器及灭火毯、消防沙等。本项目周边无地表水体，因此，不会对周边地表水体造成影响。

③地下水、土壤

事故情况下一旦油品或含油污水泄漏将很容易渗入地下，造成地下水体污染，进而也可能对地表水水质产生影响；因此将项目区采取分区防渗措施：重点污染防治区为罐区、危废暂存间等；对其采取相应要求的防渗措施，以防止事故情况下排污通过地表下渗至地下，对地下水造成污染。

9、封井环境影响分析

	本项目为勘探项目，当勘探井具有开发价值时，采取设置简易井口措施完井，后期交由长庆油田分公司第四采油厂进行井场设施建设和采油生产，油探井转生产井纳入第四采油厂产建环评进行管理；当勘探井不具有开发价值时，采取永久封井。 （1）永久封井 封井的目的主要包括：保护淡水层免受地层流体或地表水窜入的污染；隔离开采井段与未开采利用井段；保护地表土壤和地面水不受地层流体污染；隔离开污水的层段；弃井封井措施按照中石油企业标准《废弃井封井处置规范》（QSH0653-2015）要求执行，关键性层段之间应隔离开，主要包括以下工作： ①隔离各个油气层和处理废水的层段，并在最下部淡水层的底部打一个水泥塞；打地表水泥塞，阻止地面水渗入井内，并流入淡水层，同时限值境内流体流出地表，从而保护土壤和地面水。 ②为防止层间窜流干扰邻井开发，在废弃井井内选择水泥塞或桥塞的位置，要确保隔离开已确认有生产能力的气层或注水层，使井内所有注采井段都被隔离开，将油气及注入液限值在各自的层段内，阻止各层之间的井内窜流。 ③恢复地貌，去掉井口装置和割掉一定深度以上的表层套管，使油井与土地使用的矛盾最小化。封井后使用 GPS 重新定位，建立档案。 （2）其他影响 此外，封井期还需对井场的地面设施进行拆除，钻井结束后，所有钻井相关机械设备全部由钻井队转运，拆除的地面设施主要为钻井井场临时围挡、活动板房等，拆除后运往下一井场重复使用，不能使用的外售废物回收站。在拆除过程中会产生少量扬尘，受影响人群主要为拆除人员，且与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响可忽略不计。 本次评价要求建设单位在探井结束后及时进行竣工环保验收，确保无遗留生态环境问题后进行移交。 综上，项目封井对周边环境影响较小。
运营期生态环境影响分析	本项目主要进行油井勘探，通过完井测试评价油藏情况，若转生产井另行进行环境影响评价手续，因此本项目无运行期环境影响。

选
址
选
线
环
境
合
理
性
分
析

4.3 占地合理性

本项目占地为临时用地，《鄂托克前旗能源局关于同意长庆油田分公司陕北石油预探项目组茂73等3座井场3口石油探井建设项目的函》（鄂前能函〔2024〕25号）同意本项目实施，本项目勘探后如有开采价值，将依法办理国土征地手续等，无开采价值将恢复原貌。项目占地不涉及基本农田、生态红线和禁止建设区，占地合理。

项目临时占地类型主要为草地和少量灌木林地，不占用基本农田和基本草原，经与建设单位核实，项目临时用地手续正在办理中，评价要求建设单位尽快办理临时用地相关手续。

4.4 选址合理性

项目位于鄂托克前旗城川镇，井场及进场道路临时占地类型主要为草地、沙地和少量灌木林地，不占用基本农田，不涉及生态红线。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中关于环境敏感因素的界定原则，本项目影响区不涉及饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域。同时，项目选址周边路网完善，便于施工期设备物料运输。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中相关要求及符合性分析见表 4-12。

表 4-12 项目选址与《钻前工程及井场布置技术要求》

技术要求	本项目情况	符合性
3.2.2 油、气井口距高压线及其它永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等密集型、高危性场所不小于 500m。	本项目 500m 范围内无学校、医院和大型油库等密集型、高危性场所，100m 范围内无高压线及其它永久性设施，200m 范围内无铁路、高速公路等，探井距离 100m 范围内无居民点。	符合
3.5.3 燃烧池和放喷池的设置应符合井控安全要求。实施欠平衡钻井作业的还应在井场右侧增加一个面积不小于 1000m ² 的燃烧池，在井场左侧增加一个面积不小于 1000m ² 的放喷池。燃烧池河放喷池的池体高度应在 2m 以上，池体边缘距井口应在 75m 以上。	项目钻探过程不设燃烧池和放喷池，设置放喷罐 1 具，容积 50m ³ ，一旦发生井喷，放喷液经缓冲罐导入放喷罐中，放喷罐位置按照《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）距离井口不小于 30m。	符合

同时根据《长庆油田钻井井场及钻前道路技术规范》，油气井井口距高压线及其它永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库、河流、水库、等人口密集性、高危性场所不小于 500m，距矿产采掘井巷道不小于 100m。安全距离如果不能满足上述规定的，应组织相关单位进行安全、环境评估，按其评估意见处理。

另根据该技术规范，钻前道路相关要求如下：

1. 应避开易滑坡、坍塌、泥沼、低洼等不良地段，按照通行安全的原则选择线路，充分利用原有道路。
2. 平坦地段修筑钻前道路，路基宽度应不小于 7m，有效路面不小于 6m。山区修筑钻前道路应因地制宜，路基宽度应不小于 6m，有效路面应不小于 5m。
3. 转弯处曲率半径不小于 18m，路面宽度不小于 8m。
4. 在多弯、相互不能通视处应设置会车道。一般每间隔 250-400m 修一处会车点，会车点路面宽 8m、长度大于 20m。
5. 道路纵坡坡度一般不大于 15%（8°），局部复杂路段最大不超过 36%（20°），确保各种施工车辆正常通行。
6. 道路沿线两侧伸入路面及横跨公路的构筑物的限高，从路面标高到建筑物的净高不得低于 5m。

项目选址与重要设施或民宅的距离下表 4-13。

表 4-13 项目敏感目标调查表

井号	学校、医院和大型油库等密集型、高危性场所		民宅		高压线及其他永久性设施		铁路		高速公路		是否符合要求
	名称	距离	名称	距离	名称	距离	名称	距离	名称	距离	
茂 76	500m 内无上述敏感建筑		100m 内无民宅		100m 内无高压线及其它永久性设施		200m 内无铁路		200m 内无高速公路		是
规范要求	≥500		≥100		≥75		≥200		≥200		/

根据现场调查及建设单位提供资料，本项目探井进站道路设计路面宽度 6m，转弯处、会车点及道路纵坡严格按照《长庆油田钻井井场及钻前道路技术规范》进行建设。

综上，本工程的建设选址具有环境合理性。

五、主要生态环境保护措施

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	5.1 生态保护措施 1、生态环境保护措施 详见本项目生态环境影响专项评价报告。 2、废气污染防治措施 ①施工扬尘 为进一步改善环境空气质量，加强扬尘污染控制，本项目应严格执行等相关规定，并采取以下控制措施，以减缓施工扬尘对周边大气环境的影响。 （1）禁止在大风天施工作业，尤其引起地面扰动的作业； （2）及时清扫洒落在场地和施工运输道路上的物料及时进行洒水降尘，缩短扬尘污染时段和污染范围，最大限度地减少起尘量； （3）对临时堆放的土石方采取篷布遮盖、拦挡等临时性防护措施； （4）对井场地面、主要施工点周围地面采取洒水降尘等防尘措施； （5）钻前工程结束后及时地清理和清运堆料场等施工场地的部分废物，暂时不能清运的采取覆土、洒水等措施； （6）气象预报风速达到四级以上或出现重污染天气状况时，严禁土石方、开挖、回填、倒土等可能产生扬尘的施工作业，同时要对现场采取覆盖、洒水等降尘措施； （7）施工现场禁止将包装物、可燃垃圾等固体废弃物就地焚烧。 评价认为，只要加强管理、切实落实好上述措施，施工场地扬尘对环境的影响将会大大降低，同时其对环境的影响也将随施工的开始而消失。 ②柴油机废气 勘探井施工现场设 3 台柴油机（2 用 1 备）和 2 台发电机（1 用 1 备），柴油机燃烧产生少量废气，其中的主要污染物为烟尘、二氧化硫和氮氧化物。项目所用柴油机质量符合国家产品质量标准，经计算柴油机废气中 NO_x、颗粒物、CO、HC 排放速率满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第四阶段的标准限值，本项目处在农户稀少，当地地势平坦，扩散条件良好，经大气稀释扩散后，对井场周围的环境空气质量影响很小。
---	--

	③无组织非甲烷总烃 项目钻井过程中会产生少量的非甲烷总烃，目前油田钻井工程采用放散管直接放散，放散管位于井场外，放散废气主要为油田伴生气，易被稀释扩散，且项目所在地较空旷，影响范围有限，对环境影响较小。 3、废水污染防治措施 项目勘探期产生的废水主要为钻井废水、井下作业废水和生活污水。 项目钻井废水排入井场地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，不外排，钻井结束后，经处理后的废弃泥浆上清液进罐收集，委托有资质的单位外运处置，不外排；井下作业废水全部收集至废水罐临时贮存，由罐车拉运至鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂进行处理；施工营地设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活污水收集于污水罐，定期拉运至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。通过采取以上措施后，可保证污染物不外排。 4、噪声污染防治措施 为最大限度减少施工期噪声影响，应采取以下噪声防治措施： （1）建设单位施工过程中采用的机械设备应当符合国家规定； （2）施工期间严格控制高噪声设备运行时间段，加强施工管理，严格控制施工作业时间，合理安排强噪声施工机械的工作频次； （3）施工前及时做好沟通工作，加强宣传教育，尽量做到文明施工、绿色施工。合理调配车辆来往行车密度，规范物料车辆进出场地，减速行驶，不鸣笛等； （4）泥浆泵加衬弹性垫料，管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声；柴油发电机设置减振垫等； （5）尽量避免夜间运输物料； （6）运输车辆经过村庄时应减速慢行，并禁止鸣笛。 在采取上述措施后，施工噪声对环境的影响在可控范围内，对周边声环境影响较小。 5、固体废物污染防治措施 （1）钻前工程
--	--

钻前工程固废主要是开挖到来的土石方，挖填量能在场内及井场邻近区域自行平衡。建设所需石料需外购于有资质的开采企业，施工过程中不设置料场和弃土场。钻前工程期间施工场地垃圾产生量很小，定点收集及时清运，对环境的影响很小。

（2）钻井工程

①一般固体废物

项目钻井过程产生的一般固体废物主要为废弃泥浆、一般钻井岩屑、废膨润土和纯碱包装袋。

A.废弃钻井泥浆、岩屑

在井场对钻井各环节产生的废弃泥浆收集，采取“铺设作业、带罐上岗”的模式作业，规范处理，井场作业完成 7 天内废弃钻井泥浆在井场内初步干化后交有处理能力第三方外运处置，对环境的影响较小。废弃钻井泥浆在井场经罐车拉运至集中处理场地，谨防抛洒。

钻井过程中，含油段的岩屑属于危险废物，应单独收集，一般岩屑交有处理能力第三方外运处置，防止岩屑对环境产生污染。钻井岩屑的含水率较低，一般为 50~60%，无需脱水处理，可直接外运处置。钻井岩屑在井场经罐车外运处置，谨防抛洒。

根据调查，本项目施工过程中产生的一般岩屑和初步干化的钻井泥浆统一委托有资质单位外运处置，根据建设单位提供资料，拟委托单位为鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司。

鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂位于鄂尔多斯市鄂托克前旗乌定希泊日嘎查，设计服务半径 100km，年处理钻井岩屑 10 万 m^3/a ，年处理压裂返排液 10 万 m^3/a 。

处理厂建设有废液预处理单元、废液生化处理单位、深度处理单元、污泥压滤单元、制砖、生物除臭工段、药剂储存车间、石灰储存车间、水泥储存仓、岩屑储存池、压裂返排液收集池、污泥储存池、化粪池、生产废水处理系统、事故应急池、危废临时暂存库和生活办公区等主体工程、公辅工程、储运工程及环保工程，其中压裂返排液经处理满足回用水标准后用于生产配药、制砖、厂区绿化及苏里格气田井场钻井用水等，废水不外排；鄂尔多斯市环境保护局

	于 2017 年 2 月对其进行了批复（鄂环评字〔2017〕15 号），并于 2017 年 9 月通过项目竣工环境保护验收（鄂环监字〔2017〕133 号）。 本项目井场距鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂距离为 24.6km，属于其服务半径内，可满足本项目的处理需求。因此本项目钻井施工过程中产生的废弃泥浆、钻井岩屑和压裂返排液依托鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司处置可行。 B.废膨润土、纯碱包装袋 项目钻井过程产生的废膨润土、纯碱包装袋为一般工业固废，统一收集后由钻井施工企业回收综合利用。 C.建筑垃圾 当探井完成后，将会对探井进行封井，封井会产生少量建筑垃圾，主要为少量废砖块、水泥等，经与建设单位核实，封井建筑垃圾产生量极少，袋装收集后送当地建筑垃圾填埋场处置。 ②危险废物 项目产生的危险废物主要为试油过程产生的落地油、钻井过程产生的含油岩屑、钻井设备产生的废机油和废含油抹布、废防渗布等。 A.落地油、含油段岩屑 由于项目为勘探项目，尚不能确定靶点是否会有工业油流，同时落地油仅为非正工况下的污染物，落地油属于《国家危险废物名录（2021 年版）》规定的 HW08 类危险废物，落地油袋装收集后暂存于危废临时暂存间，待钻井结束后委托有资质单位拉运处置。 钻井过程中含油段的岩屑属于 HW08 类危险废物，应在收集罐收集后委托有资质单位拉运处置。 B.废机油、废含油抹布、含油防渗布 钻井过程中产生的废机油、废含油抹布、含油防渗布属于《国家危险废物名录（2021 年版）》规定的 HW49 类危险废物，均采用专用容器收集，暂存于危险废物临时暂存间，待钻井结束后委托有资质单位外运处置。 项目实施过程中在井场设置有临时危险废物暂存间，拟采用彩钢板结构，暂存间长 2.0m，宽 1.8m，高 2.5m，上面留有 0.25m 的通风空间，顶部四周要
--	---

	伸出暂存间墙体 0.3m 以上,暂存间地面基础压实后铺设 2 层 1.5mm 厚的防渗布,评价要求危险废物暂存间严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)有关规定建设。 ③生活垃圾 生活垃圾在现场设置集中垃圾收集点,定期运至环卫部门指定地点堆放。 ④危废贮存及运输环境管理要求 对于危险废物的处置与管理应按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》中有关危险废物的管理条款参照,重点在于源头控制: A.采取试油进罐的方式,减少落地油的排放量;对于试油过程中产生的落地油全部及时回收; B.井场铺设有防渗布,将沾染原油的井下设施均放置滤布上,减少避免落地油的产生;含油段岩屑应采用收集罐收集,单独存放; C.建设单位还应加强对现场作业管理,严禁出现跑、冒、滴、漏等污染环境问题,提倡文明作业; D.落地油、含油段岩屑应交由有资质的单位进行收集、运输、转移及处置。 E.根据《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)的有关规定,落地油、含油段岩屑在进行转移之前应做好暂存工作,并且要防风、防雨、防晒,设有醒目的提示标识,由专人负责,并做好记录。 经以上措施,可大大减轻废弃泥浆及落地油对环境造成的影响,且措施符合国家、行业及企业内部对危废的管理程序,且提出的措施技术成熟,可操作性较好,因此以上措施可行。 A.危险废物的储存要求 ①危险废物贮存量应根据地面承载能力确定。 ②危险废物贮存设施内清理出来的废渣,一律按危险废物处理。 ③按国家污染源管理要求对危险废物贮存设施进行监控。 ④建设单位必须做好危险废物的记录,记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性和包装容器的类别、入库日期、存放库位、废物出库日期及接收单位名称。且记录和货单在危险废物回收后应继续保留三年。 B.危险废物转移要求
--	---

	危险废物产生单位的职责、危险废物集中处置、经营管理、监督检查等过程严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的有关规定执行。 危废转移必须按照国家《危险废物转移管理办法》（部令第23号）执行。 （3）封井工程 探井完成后将会对探井进行封井，封井会产生少量建筑垃圾，，主要为少量废砖块、水泥等，经与建设单位核实，封井建筑垃圾产生量极少，袋装收集后送当地建筑垃圾填埋场处置。 采取以上措施后，项目施工期产生的危险废物防治措施合理、可行。 6、地下水和土壤污染防治措施 本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。具体措施如下： （1）污染源控制措施 源头控制主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低限度。 本项目提出以下控制措施： A.优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位。选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用空气钻迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。 B.钻进过程中保持平衡操作，并对钻井液进行实时监控。采用低毒和无毒的钻井液，配备足够量、高效的堵漏剂等，一旦发现漏失，立即采取堵漏措施，减少漏失量。堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类。 C.每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染地下水。固井作业应提高固井质量，可有效防止因为井漏事故造成地下水环境污染。 D.根据探井勘探项目的实际生产情况，保证钻孔固井质量是保护地下水的
--	---

有效措施，钻井过程中使用双层套管，表层套管和油层套管固井水泥浆均返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；钻井过程中的固井措施，一方面加固井壁，同时也有分隔地层的作用，使各个不相联通的地层分隔开来，保持其原有的循环运移道路。

（2）防渗控制措施

为防止污染地下水，针对井场钻井期间工程特点，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关要求，将钻井期井场进行分区防渗。

主要分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。其中钻井平台、泥浆不落地系统区、污水罐区、危废贮存点、柴油罐区等划分为重点防渗区，原辅材料存储区、环保厕所划分为一般防渗区，其余办公室、值班室、机房、井场道路区域划分为简单防渗区。

其中重点防渗区，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关要求，地面底部利用机械将衬层压实，铺设高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。项目危废间设置在移动板房内，板房底部地面利用机械将衬层压实，板房内设铁制围堰，围堰内高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，危废间防渗可满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关要求，渗透系数小于 $1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；环保厕所、原辅材料存储区等一般防渗区地面底部利用机械将衬层压实，铺设高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，防渗系数小于 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；办公室、值班室、机房、井场道路区域等简单防渗区采用黏土碾压方式进行防渗。

表5-1 项目井场地面防渗措施一览表

分级	位置	防渗要求	技术要求
重点防渗区	钻井平台、泥浆不落地系统区、柴油罐区、污水罐区等	地面底部利用机械将衬层压实，铺设防渗材料（2层 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜）	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 或参考 GB18598 执行
	危废贮存点	板房底部地面利用机械将衬层压实，板房内地面、裙角铺设 2 层 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜	
一般防渗	环保厕所、原辅材料存储区	地面底部利用机械将衬层压实，铺设 0.7mm 高密度聚乙烯防渗土工膜	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，或

			参考 GB16689 执行
简单防渗区	办公室、值班室、机房、井场道路区域等	采用黏土碾压方式进行防渗	

(3) 废水泄漏污染防治措施

①钻井必须使用清洁工艺，废水全部收集入罐。

②钻井结束后，钻井废水循环使用，不能利用的外运至有资质单位进行处理，不外排。

③严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生量。

④试油废水必须收入污水罐，及时外运至有资质单位进行处理，废水不外排，不得随意倾倒。

⑤钻井井场施工期分区防渗，钻井区域、柴油桶、药剂、废水及固废堆存区域等必须铺设防渗布；

(4) 防止固废淋溶措施要求

①钻井必须使用清洁工艺，废弃泥浆全部收集入罐。

②含油岩屑必须收集后交有资质单位外运处置，不得就地处置或回收再利用。

③一般钻井岩屑优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置。

④油井建成采取试油进罐的方式，减少落地油的产生量；试油时井场铺设防渗布，及时回收落地油，确保落地油全部收集。

⑤对落地油必须严格按照清洁生产的原则，在源头上加以控制，使之尽量“不落地”。

(5) 跟踪监测要求

项目周边 500m 范围内无分散式居民饮用水井，且正常情况下不会对浅层地下水产生影响。

①项目若转生产井纳入采油厂产建项目另行办理环评手续，跟踪监测要求纳入采油厂自行监测计划中，本次评价将不再提出跟踪监测要求。

②若项目勘探结果表明无开采价值，评价要求按照规范进行封井，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对采油井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，封井后要进行定位，在井口位置做永久标示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物

必须有一定的安全距离，并建账存档，便于以后调档查阅。

7、环境风险防范措施

本项目事故风险主要为井喷、井漏、柴油罐泄漏、危险暂存区渗漏，由于环境风险具有突发性和破坏性（有时体现为灾难性）的特点，所以必须采取有效措施加以防范，加强控制和管理，杜绝、减轻和避免环境风险。

（1）勘探过程应采取的主要环境风险措施

①严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，加强安全管理措施，从组织制度上保证安全施工，如认真落实岗位责任制和“谁主管，谁负责”的原则，建立严格的岗位安全操作规程，做到组织严密，制度健全，措施具体，责任明确；

②井口安装防喷器和控制装置，定期检查与维护，避免地下承压水层和承压油气层物质喷出而造成重复污染或环境事故；

③井下安装压力传感装置和事故报警器，在发现压力明显升高时及时注入密度更大的水基压井液，遏制险情的发生；发生井漏事故时及时响应，及时封堵漏洞，减少钻井液泄漏；压井液和堵漏材料应选用不含有毒有害或重金属成分的矿物质和洁净水；

④井下发生险情无法有效控制时，立即上报当地环境、国土行政主管部门和上级单位，同时做弃井处理，避免险情进一步扩大；

⑤准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内油气和降低压力；

⑥当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器关井；

⑦如果在关井期间压力要超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下循环；

⑧座井场在建设时应配备灭火器、沙土等风险物资。

在采取一系列风险防范措施之后，项目环境风险在可控范围内，对周边环境影响较小。

（2）油品或柴油泄漏风险防范措施

①加强对柴油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。项目采用柴油罐对柴油进行储存，确保呼吸阀、测量

	孔、接地装置等附件完整可靠，防止油蒸气的产生和积聚。 ②油罐区使用前底部及周边铺设相应厚度的 HDPE 材料，使渗透系数$\leq 10^{-10}$cm/s，可有效防止污染物入渗； ③加强柴油罐、废油桶的维护保养，避免油类、柴油泄漏； ④柴油储存和使用场所应设于通风条件较好的地方，可设机械排风系统。柴油储存和使用场所内的通风、照明、通信、控制等电气设备的选型、安装、电力线路敷设等，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。 （3）废弃物储罐泄漏风险防范措施 ①储罐设置应避免不良地质或岩土松散等地质结构不稳定的地方； ②储罐储存区均按照相应要求进行防渗处理； ③加强员工操作规范管理，尽量避免废弃物装车失误。对井场临时储存的废弃物进行及时交有能力单位清运处理，减少储存周期，降低外溢风险。 （4）压裂、试油风险防范措施 根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》，压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施，本项目钻井过程中采取的相关措施如下： ①钻井过程中，要注意观察井口返浆情况，振动上的岩屑返出、岩屑形状的变化，及时发现地层岩性变化，及早发现泥岩，调整钻井液性能，提高钻井液的抑制性，保证井壁的稳定性和井下安全。严格控制钻井液性能达到设计要求，提高钻井液的抑制防塌、悬浮、携带岩屑能力，确保正常钻井。 ②安装井喷装置，以半封和全封防喷器为主体的防喷装置，包括高压闸门、自封、四通、套管头、过渡法兰等；以节流管汇为主体的井控管汇，包括放喷管线、压井管线等；井下管柱防喷工具，包括钻具、防喷单流阀等。 ③钻井过程对泥浆进行实时监控，并配备足够的堵漏材料，一旦发现井漏，立即采取堵漏措施。 ④钻井中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业。关井压力不得超过井口装置的工
--	---

	作压力、套管抗内压强度的 80%、地层破裂压力三者中的最小值。 ⑤钻井过程发现溢流立即关井，疑似溢流关井检查，关井方式推荐采用硬关井。 ⑥电测时发生溢流应立即起出井内电缆；如果条件不允许，则立即剪断电缆，按空井溢流关井操作程序关井，不允许用关闭环形防喷器的方法继续起电缆。若是钻具传输测井，应剪断电缆按起下钻中发生溢流进行处理。 ⑦发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井待井内平稳后才恢复钻井。 ⑧地面管线选用防爆、防火、防腐的材料，满足管线运行所需的力学、物理、化学性能。 ⑨地面管线周围安装物理隔离装置，隔离对管道的外部侵入。 ⑩管线轻微漏洞，采用暂停管道运行、防火、加压封堵、密封灌漏等措施进行处理；严重漏洞，采用剪切或局部切割、固定补强、设备替换等方式进行处理。 ⑪管线应按照规定试压，并做好使用过程中的压力监测。 ⑫认真做好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门。 钻井过程严格执行各项施工作业规范，加之防喷、防漏、防溢流技术的提高，目前油气田勘探开发过程中事故的发生概率在不断降低，即使发生井喷、井漏等事故，也能及时采取措施，项目风险事故的环境影响也可控制在可接受范围内。 2、应急要求 项目建设单位应结合油田区域应急预案，并根据事态发展变化情况，事故现场抢险指挥小组要在充分考虑专家和有关部门意见的基础上，依法采取紧急措施，并注意做好以下工作： ①在事故出现后，及时启动区域应急预案，按照预案要求进行抢险并上报； ②井喷失控后严防着火和爆炸。应立即停钻机、机房柴油机，切断井架、钻台、机泵房等处全部照明灯和用电设备的电源，熄灭一切火源，需要时打开专用探照灯，并组织警戒；
--	---

	③立即向当地政府报告，协助当地政府作好井口 2.5km 范围内居民的疏散工作。根据井喷的实际情况，确定扩大疏散范围，重点为 3km 范围； ④设置观察点，定时取样，监测（大气/空气）中的 H₂S、CH₄、CO 和氧含量，划分安全范围； ⑤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。抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故； ⑥在确保人员安全的前提下，将氧气瓶、油罐等易燃易爆物品撤离危险区； ⑦在处置井喷事故的同时，充分考虑到事故和次生事故对环境可能造成的威胁，要严密制定并采取保护措施，防止事态扩大和引发次生灾害； ⑧在事故处理结束后，确认作业现场及其周边环境安全的情况下，和地方政府商定撤离群众的返回时间。 8、封井保护措施 （1）若勘探井有开采价值设置简易井口完井，临时占地暂不进行恢复，交由采油厂按照标准化井场进行建设；若勘探井无开采价值则永久封井，对整个施工区域覆土并恢复为原状； （2）为尽快恢复土地功能加强植被恢复，可增施肥料，加强灌溉，以改良土壤结构及其理化性质，提高土壤的保肥保水能力，恢复土壤生产能力。 在采取上述措施后，项目封井对周边环境影响较小。
运营期生态环境保护措施	本项只针对石油勘探，不涉及石油的开采和管道内容，即不对运营期进行环境影响分析。运营期环境影响应在确定开采规模后，在产能建设环境影响评价中单独进行分析
其他	由于本项目仅涉及施工期，施工期结束后相应的管理结构即行撤销。 （1）建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系； （2）对建设全过程进行环保措施和环保工程的监督和检查。
环保投资	本项目总投资共 500.0 万元，环保投资 40.0 万元，占总投资的 8.0%，具体环保投资情况见表 5-2，其中生态恢复费用仅在项目探井结束无工业生产价值时

	产生。					
环保 投资	表 5-2 项目主要环保投资一览表					

	7	生态恢复	若探井不具备工业生产价值，则对井场及临时施工便道进行生态恢复，恢复类型为草地（4108m ² ）、灌木林地（857.9m ² ）	草籽及人工费合计约 5000 元	0.5
				沙柳、柠条等平均以 30 元/株计，0.5m ² 种 1 株	5.1
			合计		

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求		验收要求
陆生生态	根据探井试油结果，若探井具有工业开发价值，则转为生产井交由长庆油田分公司第四采油厂进行井场建设和和采油生产，油探井转生产井纳入长庆油田分公司第四采油厂产建环评进行管理。无工业生产价值的探井后期除临时建筑、清理平整井场、并覆土，用于生态恢复，评价要求生态恢复治理率 100%。	临时封井	交采油厂按标准化井场进行建设，不再开展生态恢复	/
		永久封井	恢复为原有土地类型，草地撒播草籽、灌木种植及养护	
	水土保持措施：施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施。	合理利用土方，做到土石方平衡，现场无弃土随意堆放现象；严格控制临时占地面积；施工结束后及时实施植物恢复措施等。		/
水生生态	/	/		/
地表水环境	项目用水由罐车拉运至井场储水罐（调配使用）。项目钻井废水排入移动式污水罐，用于配制泥浆，循环使用，不外排，钻井结束后，由罐车拉运至有资质的单位进行处理；井下作业废水经地上废水收集后采用罐车拉运至有资质的单位进行处理，废水不外排。	不外排		/
	设环保移动式厕所，定期清掏肥田；生活污水排入污水罐，定期送至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。	不外排		/
地下水及土壤环境	钻井平台、泥浆不落地系统区、柴油罐区、污水罐区等重点防渗区采用铺设防渗材料（2 层 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜），渗透系数小于 $1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，柴油罐区四周设置围堰。	施工现场无遗留废水、固体废物等可能对地下水及土壤环境造成影响的污染物；污染物均得到妥善处置		/
	危废贮存点设置在移动板房内，板房底部地面利用机械将衬层压实，板房内设铁制围堰高度为 0.2m，围堰内铺设双层 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，渗透系数小于 $1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。			/
	环保厕所和原辅材料存储区为一般防渗区，地面底部利用机械将衬层压实，铺设 0.7mm 高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，防渗系数小于 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。			/

声环境	优先选用低噪声设备、高噪声设备采取基础减振、加衬弹性垫料等措施，管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声等。	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	施工场地扬尘及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物；柴油发电机使用优质柴油，调节好柴油机运行工况、加强柴油机保养，燃烧烟气经简易排气筒排放；试油过程中少量伴生气放散管排放。	施工扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求；柴油发电机燃烧烟气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第四阶段的标准限值	/	/
固体废物	废弃钻井泥浆、钻井岩屑进入地上移动式泥浆罐，后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆拉运至具有油气田废弃物集中处置能力的单位进行处置；废弃包装袋（一般固废）等统一收集后由钻井施工企业回收综合利用；建筑垃圾交由相关部门处置	施工期一般固体废物处置参照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》有关要求执行，废弃泥浆和岩屑在井场内不落地、施工结束后及时外运处置	/	/
	含油岩屑、落地油、废机油、废含油抹布、废防渗布和破胶剂废包装袋采用专用容器收集，待钻井结束后委托有资质单位外运处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	/	/
	井场设置生活垃圾箱，施工结束后送附近垃圾中转站，做到现场无遗留	妥善处置，现场无遗留	/	/
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	井口安装防喷器和控制装置；井下安装压力传感装置和事故报警器准备顶部压井用加重泥浆期间；组织员工应急培训、应急演练、设置井口防喷器组、放喷管线；柴油储罐及各废弃物储罐防渗，灭火器、铁锹及沙袋	统一执行《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司陕北石油预探项目组（鄂托克前旗）突发环境事件应急预案》中相关要求	/	/
环境监测	根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），重点对运营期进行跟踪监测，本项目仅涉及施工期，且施工时间较短，本次评价不设置施工期环境监测点，探井结束转生产井后纳入油田统一监测计划。	/	/	/
其他	加强施工管理，合理利用场地，严格控制施工范围，尽可能减少临时占地；严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，加强安全管理措施等。	/	/	/

七、结论

本项目建设符合国家产业政策和相关法规、技术规范、政策要求，选址合理，项目建设环境影响主要集中在施工期，在严格执行本评价提出的各项污染防治措施、生态保护措施和风险防范措施后，项目建设对环境的影响较小。

从环境保护角度分析，项目建设环境影响可行。