

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 茂 201 井场茂 201 油探评井项目

建设单位(盖章): 长庆油田分公司陕北石油评价项目组

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	18
三、生态环境现状、保护目标及评价标准	39
四、生态环境影响分析	51
五、主要生态环境保护措施	51
六、生态环境保护措施监督检查清单	73
七、结论	89

附图列表：

附图 1：项目地理位置与交通示意图；
附图 2：项目选址与鄂尔多斯市“三线一单”分区管控单元关系；
附图 3：项目选址与基本草原关系；
附图 4：项目井场四邻关系及环境保护目标分布示意图；
附图 5：项目施工期井场平面布置图示意图；
附图 6：项目施工期井场分区防渗示意图；
附图 7：项目与内蒙古自治区水土流失重点预防区和重点治理区划分图的位置关系。

附件列表：

附件 1：项目环境影响评价委托书；
附件 2：项目能源局备案文件；
附件 3：项目探矿许可证；
附件 4：项目生态保护红线比对结果；
附件 5：项目水源地保护区比对结果；
附件 6：项目“三线一单”比对结果；
附件 7：项目施工期钻井废弃物处置协议；
附件 8：项目施工期钻井依托废弃物处置单位环保手续；
附件 9：项目用地手续；
附件 10：项目环境现状监测报告+引用监测报告；
附件 11：长庆油田分公司授权陕北石油评价项目组办理项目环评手续文件；
附件 12：建设项目环境影响报告表编制情况承诺书；
附件 13：内蒙古自治区生态厅关于探井设置生态专题回复。

一、建设项目基本情况

建设项目名称		茂 201 井场茂 201 油探评井项目	
项目代码		/	
建设单位联系人		李建文	联系方式 15294257669
建设地点		内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克前旗城川镇章昂希里村	
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) 6869m²
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[2023]147 号
总投资(万元)		500	环保投资(万元) 45
环保投资占比(%)		7.5	施工工期 2025 年 4 月~2025 年 6 月
是否开工建设		☒ 否 ☐ 是： ____	
专项评价设置情况		专题名称：生态环境影响评价专题 设置依据：本项目临时占地涉及基本草原，并位于内蒙古自治区水土流失重点治理区（黄河多沙粗沙国家级重点治理区，见附图 7），属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中环境敏感区。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)》中设置专项评价原则表中要求，结合内蒙古自治区生态环境厅关于探井类项目中生态敏感区回复（见附件 13），本项目涉及环境敏感区，需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.项目由来 长庆油田分公司第四采油厂工作区域为鄂尔多斯盆地。鄂尔多斯盆地位于中国中西部地区，为中国第二大沉积盆地，总面积 37 万 km²，横跨陕、甘、宁、内蒙古、晋五省区，蕴藏着丰富的矿产资源，其中石油资源量为 128.5 亿 t，天然气资源量为 15 万亿 m³，是中国石油近年来增长幅度最快的油气田。		

其他符合性分析	为了油区远期产能建设，通过勘探了解地质状况，认识生油、储油、油气运移、聚集、保存等条件，确定油气聚集的有利地区，长庆油田分公司对鄂托克前旗矿权区域统一部署，计划在矿权范围内进行多个储油层位的勘探工作，寻找新的适合开发的层位并积极探索适宜的开采方式，勘探层位位于陕蒙鄂尔多斯盆地胡尖山A3油气勘查范围内（已取得自然资源部颁发的探矿许可证，见附件）。按照勘探阶段、勘探程序以及勘探目的，可将探井划分为地质井、参数井、预探井、评价井等，其中评价井是对已获得工业油气流的圈闭，查明油气藏类型，探明油气层分布、厚度变化和物性变化，评价油气田的规模、生产能力和经济价值，以计算探明储量为目的。本报告中油探评井指石油勘探井中的评价井。 在此背景下，长庆油田分公司陕北石油评价项目组拟在鄂托克前旗城川镇章昂希里村部署1口油探评井（实施井号：茂201），涉及新建油探评井场1座（批文井号：茂201），井别为石油评价井，井型为直井，设计完钻垂深为2300m，地处鄂尔多斯盆地伊陕斜坡，完钻层位为长9，目的层为长9。 通过完井测试评价油藏情况，不具备开采价值的井口进行永久封井，临时占地全部恢复原状；若测试具有工业产能，临时封井，移交给长庆油田分公司第四采油厂按标准化井场进行建设和管理。本项目茂201油探评井的勘探及手续办理由长庆油田分公司陕北石油评价项目组负责实施。目前，本项目尚未动工，正在办理前期手续。 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）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。”，本项目勘探井所在区域属于未确定产能建设规模的新区块，未开展过油田区域或产能环评，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。 情况说明：在确定探井位置后，土地及相关手续办理在前，设计在后，油探评井场批文井号在鄂托克前旗能源局等相关部门办理前期手续时已确定，实施井号由长庆油田分公司勘探研究院根据区块内勘探部署情况确定，故批文井号和实施井号可能一致也可能不一致，本项目在新建井场内建设1口油探评井。 2.产业政策符合性分析
---------	---

其他 符合性 分析	本项目属于陆地石油勘探工程，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）》，本项目属于鼓励类中七、石油、天然气：第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。因此，项目建设符合国家产业政策。对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，本项目不属于禁止准入类，满足许可准入类“（二）采矿业”的准入要求。同时，鄂托克前旗能源局已同意本项目建设（批准文号：鄂前能函[2023]147 号）。 3.相关规划符合性分析 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>根据《内蒙古自治区主体功能区规划》，本项目茂 201 井场所在区域属于国家层面的重点开发区域呼包鄂榆地区，该区为全国重要的经济增长极，自治区参与区域竞争的中坚力量。全国重要的能源和新型化工基地，农畜产品加工基地，稀土新材料产业基地，北方地区重要的冶金和装备制造业基地；全区重要的科技创新与技术研发基地，战略性新兴产业和现代服务业基地，全区的经济、文化中心，是自治区经济发展的主要增长极，区域协调发展的重要支撑点，自主创新能力提升的核心区，人口和经济集聚的承载区。按照发展方向要求——完善区域基础设施。统筹规划建设农业、交通、能源、信息、水利、环保等基础设施，构建完善、高效、区域一体、城乡一体的基础设施网络。</td><td>本项目属于陆地石油勘探工程，属于呼包鄂榆地区能源发展的主要组成部分，项目建设符合《内蒙古自治区主体功能区规划》。</td><td>符合</td></tr><tr><td>2</td><td>《内蒙古自治区生态功能区划》</td><td>根据《内蒙古自治区生态功能区划》，本项目茂 201 井场所在区域属于毛乌素沙地植被防风固沙生态功能区，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，生态保护主要措施：建立以“带、片、网”相结合为主的防风固沙体系；建立能有效保护耕地的农田防护体系；加强对流动沙丘的固定；改变粗放的生产经营方式，停止一切过度消耗地表水、超采地下水等导致生态功能继续恶化的人为破坏活动；加强矿产资源开发的生态恢复力度。</td><td>本项目属于陆地石油勘探工程，只存在施工期，临时用地较小，且占用时间短，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，本项目建设符合《内蒙古自治区生态功能区划》要求。</td><td>符合</td></tr><tr><td>3</td><td>《内蒙古自治区“十四五”生态环境保护规划》</td><td>....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</td><td>根据茂 201 油探评井生态红线查询复函，本项目不涉及生态保护红</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》	根据《内蒙古自治区主体功能区规划》，本项目茂 201 井场所在区域属于国家层面的重点开发区域呼包鄂榆地区，该区为全国重要的经济增长极，自治区参与区域竞争的中坚力量。全国重要的能源和新型化工基地，农畜产品加工基地，稀土新材料产业基地，北方地区重要的冶金和装备制造业基地；全区重要的科技创新与技术研发基地，战略性新兴产业和现代服务业基地，全区的经济、文化中心，是自治区经济发展的主要增长极，区域协调发展的重要支撑点，自主创新能力提升的核心区，人口和经济集聚的承载区。按照发展方向要求——完善区域基础设施。统筹规划建设农业、交通、能源、信息、水利、环保等基础设施，构建完善、高效、区域一体、城乡一体的基础设施网络。	本项目属于陆地石油勘探工程，属于呼包鄂榆地区能源发展的主要组成部分，项目建设符合《内蒙古自治区主体功能区规划》。	符合	2	《内蒙古自治区生态功能区划》	根据《内蒙古自治区生态功能区划》，本项目茂 201 井场所在区域属于毛乌素沙地植被防风固沙生态功能区，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，生态保护主要措施：建立以“带、片、网”相结合为主的防风固沙体系；建立能有效保护耕地的农田防护体系；加强对流动沙丘的固定；改变粗放的生产经营方式，停止一切过度消耗地表水、超采地下水等导致生态功能继续恶化的人为破坏活动；加强矿产资源开发的生态恢复力度。	本项目属于陆地石油勘探工程，只存在施工期，临时用地较小，且占用时间短，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，本项目建设符合《内蒙古自治区生态功能区划》要求。	符合	3	《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	根据茂 201 油探评井生态红线查询复函，本项目不涉及生态保护红	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》	根据《内蒙古自治区主体功能区规划》，本项目茂 201 井场所在区域属于国家层面的重点开发区域呼包鄂榆地区，该区为全国重要的经济增长极，自治区参与区域竞争的中坚力量。全国重要的能源和新型化工基地，农畜产品加工基地，稀土新材料产业基地，北方地区重要的冶金和装备制造业基地；全区重要的科技创新与技术研发基地，战略性新兴产业和现代服务业基地，全区的经济、文化中心，是自治区经济发展的主要增长极，区域协调发展的重要支撑点，自主创新能力提升的核心区，人口和经济集聚的承载区。按照发展方向要求——完善区域基础设施。统筹规划建设农业、交通、能源、信息、水利、环保等基础设施，构建完善、高效、区域一体、城乡一体的基础设施网络。	本项目属于陆地石油勘探工程，属于呼包鄂榆地区能源发展的主要组成部分，项目建设符合《内蒙古自治区主体功能区规划》。	符合																				
2	《内蒙古自治区生态功能区划》	根据《内蒙古自治区生态功能区划》，本项目茂 201 井场所在区域属于毛乌素沙地植被防风固沙生态功能区，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，生态保护主要措施：建立以“带、片、网”相结合为主的防风固沙体系；建立能有效保护耕地的农田防护体系；加强对流动沙丘的固定；改变粗放的生产经营方式，停止一切过度消耗地表水、超采地下水等导致生态功能继续恶化的人为破坏活动；加强矿产资源开发的生态恢复力度。	本项目属于陆地石油勘探工程，只存在施工期，临时用地较小，且占用时间短，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，本项目建设符合《内蒙古自治区生态功能区划》要求。	符合																				
3	《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	根据茂 201 油探评井生态红线查询复函，本项目不涉及生态保护红	符合																				

其他符合性分析			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局。.....	线，占地不涉及基本农田	
			推进低空面源污染整治。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
			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。	本项目选址周边无地表水且施工期废水不外排地表水，不开采地下水，项目生产用水取用项目所在地周边合法工业用水，拉运至本项目清水罐存。	符合
	4	《内蒙古自治区国民经济和社会发展规划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
	5	《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
			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
			分区推进水土流失治理，按照适地、适树、适草和水资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、鄂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。	项目地处内蒙古自治区生态功能区中的防风固沙区，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。	符合
	6	内蒙古自治区矿产资源总体规划	3.开展能源矿产调查评价。在重要盆地推进常规油气和铀矿资源调查评价,力争取	本项目属于陆地石油勘探工程，选址属于陕	符合

其他符合性分析		(2021-2025 年)	得突破。	鄂尔多斯盆地胡尖山 A3 油气勘查区域，项目的实施为远期油田产能建设提供依据。	
	7	《鄂尔多斯市矿产资源总体规划(2021-2025 年)》	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。		符合
	8	《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。	本项目已完成生态保护红线查询，不涉及生态保护红线。	符合
			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。	本项目为油探评井项目，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
			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
			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。	本项目已完成生态保护红线查询，不涉及生态保护红线。	符合
	9	《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	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
4.“三线一单”符合性分析 (1) 与《鄂尔多斯市“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析 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》					

其他符合性分析

（鄂府发[2021]218 号），全市统筹划定优先保护、重点管控和一般管控三类环境管控单元，实施生态环境分区管控。

结合内蒙古自治区生态环境厅“三线一单”数据应用平台分析（见附件 6），本项目新建 1 口油探评井场址属于鄂托克前旗优先保护单元中一般生态空间（不涉及生态红线），本项目建设与鄂尔多斯市生态环境准入清单符合性分析见表 1-2，项目与鄂尔多斯市环境管控单元关系见附图 2。

表 1-2 本项目与鄂尔多斯市生态环境准入清单符合性分析

环境管控单元编码	管控单元名称	单元类别	维度	管控要求	本项目建设情况	符合性
ZH15062310005	鄂托克前旗防风固沙生态功能重要区域	优先保护单元	空间布局约束	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，以草定畜，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。对主要沙尘源区、沙尘暴频发区实行封禁管理。	本项目属于陆地石油勘探工程，不属高耗水和高污染项目，选址不涉及生态红线，不涉及沙尘源区、沙尘暴频发区。 项目占地类型主要为草地（一般草地和基本草原）和少量灌木林地、沙地、盐碱地，不涉及公益林和耕地，占用基本草原已取得鄂托克前旗林业和草原局临时用地许可（鄂前林草许准[2024]9 号），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，植被恢复率达到 100%，植被覆盖度不低于现状水平。	符合

（2）与鄂尔多斯市“三线一单”的符合性分析

本项目与鄂尔多斯市“三线一单”符合性分析内容见表 1-3。

表 1-3 本项目与“三线一单”符合性分析表

三线一单	分析内容	符合情况
生态保护红线	根据内蒙古自治区生态环境厅“三线一单”数据应用平台分析，项目选址属于鄂托克前旗优先保护单元中一般生态空间；根据鄂托克前旗自然资源局对项目用地检测分析（见附件 4），项目选址不涉及生态红线；根据鄂尔多斯市生态环境局鄂托克前旗分局对项目用地检测分析，项目选址不涉及集中式饮用水源保护区，故项目选址不涉及生态保护红线。	符合
环境质量底线	根据《2022 年内蒙古自治区生态环境状况公报》，鄂尔多斯市大气污染物 SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 年平均浓度和特定百分位数浓度均达标，鄂尔多斯市环境空气质量为达标区。本项目仅施工期，对区域内环境空气质量影响较小，根据相关监测数据，项目所在区域非甲烷总烃、地下水和土壤相关指标满足相应质量标准限值要求，污水水综合利用不外排，故项目建设符合环境质量底线的要求。	符合
资源利用上线	项目占地为临时用地，施工过程主要消耗一定柴油和水，运行过程中采取有效的节约能源措施，符合资源利用上线相关要求。	符合

	负面清单	本项目属于陆地石油勘探，选址位于鄂托克前旗城川镇章昂希里村，不属于《内蒙古自治区主体功能区划》中限制开发区域和禁止开发区域中，不在《内蒙古自治区人民政府关于印发自治区国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）的通知》（内政发 [2018]11 号）中。		符合	
5.相关环保政策符合性分析					
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 1-4。					
表 1-4 项目与相关环保政策的符合性分析					
	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
其他符合性分析	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，钻井废水收集后回用于配制泥浆，回用率达 95%以上。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黄河多沙粗沙国家级重点治理区（附图 7），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。	
			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，钻井废水收集后回用于配制泥浆，回用率达 95%以上。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，落地原油回收率应达到 100%。	项目井下作业时采用“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。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，保证落地油回收率能够达到 100%。	符合
			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，柴油罐区四周设置围堰，以防废水或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经防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆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处理达标后综合利用，不外排。	符合

其他符合性分析	1	《石油天然气开采业污染防治技术政策》	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。	项目压裂作业、试油过程拟采取防喷、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，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、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；废钻井泥浆、岩屑采取不落地收集后拉至有资质单位处置，施工中产生的废机油等属危险废物，采用专用容器收集，暂存项目区危废贮存点，并委托有资质单位进行处置。	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《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》（环办环评函[2019]910 号）	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
			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。	本项目为勘探井建设项目，本项目勘探井所在区域属于未确定产能建设规模的新区块（未开展过油田区域或产能环评），依法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。	本项目周边无地表水体，施工期生产废水收集后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处理达标后综合利用，生活污水收集后由罐车拉运至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。	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	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，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处理达标后综合利用，不外排。施工中产生的废机油等属于危险废物，采用专用容器收集，暂存项目区危废	符合

其他符合性分析	2		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。	贮存点,并委托有资质单位进行处置。	
		《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)	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,施工结束后,根据测试结果,对临时占地采取必要的生态恢复措施。钻井过程选用高效柴油机,燃用国六柴油,减少了废气的排放。施工过程采取了一系列的减震隔声措施,避免出现扰民的现象。	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评价项目组于2022年9月编制了《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司陕北石油评价项目组(鄂托克前旗)突发环境事件应急预案》并在当地主管部门备案,针对勘探开发区块所发生突发钻(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,并针对应急预案定期进行风险应急演练。	符合
	3		第二条 项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策,符合“三线一单”要求,并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调。	项目选址不涉及基本农田和生态红线,符合相关规划、法律法规和政策要求,符合“三线一单”要求,并与内蒙古自治区环境功能区划、生态环境保护规划协调。	符合
		《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点(试行)的通知》	第三条 项目选址应符合区域油气开采总体规划、规划环评及其审查意见等相关要求。禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区,国家公园,自然保护区,风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发。	项目选址符合油区建设规划,选址不涉及居民区、重要水源涵养区、饮用水水源保护区,国家公园,自然保护区,风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等环境敏感区。	符合
			第五条 涉及废水回注的油气开采项目,应当论证回注的环境可行性,不得回注与油气开采无关的废水。	项目钻井废水能重复利用优先重复利用,无法利用的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处理达标后综合利用,不外排。	符合
			第六条 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,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	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,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处置。	符合
			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	本项目属于油探评井项目,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,洗井废水用于压裂液配置,钻井结束后废弃钻井泥浆中上清	符合

其他符合性分析	4	《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）	体废物污染防治法律法规与标准的要求。	液、压滤废水、压裂返排液排入井场设置的地上废水收集罐，与放喷罐凝液一起由罐车送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处理达标后综合利用，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，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。	项目泥浆上清液排入地上移动式污水罐，用于配制泥浆，循环使用，洗井废水用于压裂液配置，钻井结束后废弃钻井泥浆上清液、压滤废水、压裂返排液排入井场设置的地上废水收集罐，与放喷罐凝液一起由罐车送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处理达标后综合利用，不外排。	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
	5	《绿色勘查指南》（T/CMAA 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，减少对树木与植被的破坏。对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。	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和宽度，减少植被破坏。	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。		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原则，严格控制场地平整使用土地面积。	项目钻探施工场地按要求分区布设，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
			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

其他符合性分析	5	《绿色勘查指南》(T/CMAA 0001-2018)	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)施工场地四周设置截排水沟对雨水进行引流,防止站场水土流失。	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陆地石油勘探孔。项目采用金刚石绳索取心钻进工艺,在钻探施工过程的回次钻进中,不用提出全套钻柱(包括外管)、而借助绳索打捞器打捞内管取心,可实现长孔段连续钻进,工艺较为先进。	符合
			钻探施工循环液使用泥浆时,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。	项目采用水基型钻井液,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。	项目泥浆上清液排入地上移动式污水罐,用于配制泥浆,循环使用,洗井废水用于压裂液配置,钻井结束后废弃钻井泥浆上清液、压滤废水、压裂返排液排入井场设置的地上废水收集罐,与放喷罐凝液一起由罐车送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处理达标后综合利用,不外排;施工场地和临时办公生活区设环保移动式厕所,定期清掏肥田,生活杂排水排入地面污水罐,定期送至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	项目表层钻井使用空气钻,钻进过程中遇	符合

其他符合性分析	5	《绿色勘查指南》(T/CMAA 0001-2018)	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。	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。	
			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震基座和减震垫, 空气动力设备安装消声装置。	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配套洒水车进行洒水抑尘。	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, 对运输道路配套洒水车进行洒水抑尘。	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。	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
			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, 主要为柴油机燃烧废气。	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。	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, 交给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。	项目危险废物委托有资质单位外运处置; 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, 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处置; 生活垃圾收集后送环卫部门指定地点堆放。	符合

其他符合性分析	5	《绿色勘查指南》(T/CMAS 0001-2018)	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, 临时占地恢复原土地类型。	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, 委托外运处置。	符合
			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。	项目新建施工便道与周边已有道路连通, 若永久封井, 施工便道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复核相关规范标准要求。	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。草地复绿, 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。	项目临时占地类型主要为草地(基本草原, 已取得鄂托克前旗林业和草原局临时用地许可(鄂前林草许准[2024]2号)), 施工结束后, 永久封井时, 生态恢复根据原有占地类型和环境条件, 草地选择当地土著种和优势种进行植被恢复, 并需符合相关行业规程及规范标准。	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。	项目在进行生态恢复过程中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。	符合
	6	《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T	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
			距高压线及其它永久性设施不小于 75m	项目井口位置 75m 范围内无高压线及其它永久性设施	符合
			距民宅不小于 100m	项目井口位置 100m 范围内无居民住宅。	符合
			距铁路、高速公路不小于 200m	项目井口位置 200m 范围内无高速公路、铁路	符合
			距学校、医院和大型油库等密集型、	项目井口位置 500m 范围内无学校、医院	符合

其他符合性分析	5466-2013)	高危性场所不小于 500m	和大型油库等人口密集性、高危性场所		
	7	《鄂尔多斯市天然气开发生态环境保护条例》	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、重要湿地等环境敏感区。	符合
		第十九条 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	本项目要求建设单位在项目实施后制定生态保护和恢复治理方案，并将生态保护和恢复治理方案内容积极向社会公布，接受社会监督。	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。 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。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。	本项目使用先进的技术、工艺、设备和材料，实行了清洁生产。未使用列入国家淘汰名录的技术、工艺、设备和材料。 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，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处理达标后综合利用，不外排。施工中产生的废机油等属于危险废物，采用专用容器收集，暂存项目区危废贮存点，并委托有资质单位进行处置。 项目钻井过程中，不可避免的将有少量地下的易燃气体排出，本项目区块不属于“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，采用放散管直接放散，对环境的影响微小；若伴生气产生量较大，满足燃烧排放条件时，伴生气通过放散管燃烧排放，确保达标排放。	符合	
		第二十二條 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。 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。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。	本项目建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内采取了防渗措施，实施无污染作业，并在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 废油及含油废物暂存于危废间，及时交由有资质的单位处置。项目采取了隔音、减震等措施。	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。 危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家及自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处理。 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	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，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处理达标后综合利用，不外排。施工中产生的废机油等属于危险废物，采用专用容器收集，暂存项目区危废贮存点，并委托有资质单位进行处置。	符合	

其他符合性分析	7	《鄂尔多斯市天然气开发生态环境保护条例》	液、压裂液等。		
			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。	本项目施工结束后进行因地制宜 植树种草恢复地貌和植被,保护和改善生态环境。	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。	长庆油田分公司陕北石油评价项目组于2022年9月编制了《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司陕北石油评价项目组(鄂托克前旗)突发环境事件应急预案》并在当地主管部门备案,针对勘探开发区块所发生突发钻(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,并针对应急预案定期进行风险应急演练。	符合
	8	《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、人畜饮水设施等基本草原建设保护设施; (四)擅自钻井提取工业用水; (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。	本项目属于陆地石油勘探工程,不涉及“基本草原禁止行为”,项目临时占用基本草原面积3687m ² (小于2公顷),已取得鄂托克前旗林业和草原局临时用地许可(鄂前林草许准[2024]2号),临时用地年限不超过2年,仅涉及施工期,且施工期不修建永久性建筑物、构筑物,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,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,植被恢复率达到100%,植被覆盖度不低于现状水平。	符合
			第十八条 进行矿藏开采和工程建设确需征收、征用或者使用基本草原的,须经自治区以上人民政府草原行政主管部门审核同意后,依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续。		符合
			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。		符合

其他符合性分析	9	《内蒙古自治区大气污染防治条例》	第十五条 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。	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，柴油机燃用国六柴油。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。	符合
			第三十九条 建筑工程施工应当遵守下列防尘规定： （一）施工工地周围应当按照有关规定设置连续、密闭的围挡； （二）施工工地地面、车行道路应当进行硬化等降尘处理； （三）易产生扬尘的土方工程等施工时，应当采取洒水等抑尘措施； （四）建筑垃圾、工程渣土等在四十八小时内未能清运的，应当在施工工地内设置临时堆放场并采取遮盖等防尘措施； （五）运输车辆在除泥、冲洗干净后方可驶出施工工地； （六）需使用混凝土的，应当使用预拌混凝土或者进行密闭搅拌并采取相应的扬尘防治措施，禁止现场露天搅拌； （七）施工工地内堆放的粉状物料堆场采取封闭措施，其他工程材料、砂石、土方等易产生扬尘的物料，应当采取覆盖防尘网或者防尘布等措施。	①为了便于后期生态恢复，项目施工便道路面直接压实，辅以洒水降尘。 ②施工现场集中堆放的土方采取苫布覆盖。物料运输车辆用苫布遮盖或者用密闭斗车，严禁沿路遗漏或抛撒。 ③施工现场设置固定垃圾存放点，垃圾应分类集中堆放并覆盖，及时清运。	符合
	10	《内蒙古自治区固体废物污染环境防治条例》	第十四条 产生工业固体废物的单位应当建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，对工业固体废物进行严格管理。	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，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处理达标后综合利用，不外排。施工中产生的废机油等属于危险废物，采用专用容器收集，暂存项目区危废贮存点，并委托有资质单位进行处置。	符合
			第三十二条 产生危险废物的单位，应当按照国家有关规定和环境保护要求贮存、利用、处置危险废物，不得擅自倾倒、堆放、填埋。		符合
	11	《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。	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。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。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	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，柴油机燃用国六柴油。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，洗井废水用于压裂液配置，钻井结束后废弃钻井泥浆中上清液、压滤废水、压裂返排液排入井场设置的地表废水收集罐，与放喷罐凝液一起由罐车送至鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公	符合

其他符合性分析	11	《鄂尔多斯市环境保护条例》	处理，防止污染。	司钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂处理达标后综合利用，不外排。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，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处置。	
			第二十二條 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。	项目建设清洁井场，做到 场地平整、清洁卫生，在 井场内采取了防渗措施，实施无污染作业，并在井 场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪 渠道。 废油及含油废物暂存于危废间，及时交由有资质的单位处置。项目采取了隔音、减震等措施。	符合
			第二十四條 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。 运输石油、天然气以及酸液、碱液等有毒有害物品，应当采取防范措施，防止环境污染。 危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定;不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处理。 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。	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。施工中产生的废机油等属于危险废物，采用专用容器收集，暂存项目区危废贮存点，并委托有资质单位进行处置。	符合
			第二十五條 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。	项目施工先把表层土按预定厚度剥离后，在井场内临时占地区内选定一处作为表土临时堆土区，用于开采结束后的复垦覆土。 施工中严格控制施工作业范围，合理布置井场，选择合适的设备搬迁路线，合理布置钻井设备，减少井场占地面积。 施工结束后，对整个施工区域拆除临时建筑、清理平整井场，若为临时封井，移交给长庆油田分公司第四采油厂按标准化井场进行建设和管理，项目临时占地不再开展生态恢复工作；若永久封井，临时占地全部恢复为原有用地类型。	符合
			第二十七條 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评价项目组于2022年9月编制了《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司陕北石油评价项目组（鄂托克前旗）突发环境事件应急预案》并在当地主管部门备案，针对勘探开发区块所发生突发钻（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，并针对应急预案定期进行风险应急演练。	符合

二、建设内容

地理位置

本项目新建 1 口石油评价井，选址位于鄂托克前旗城川镇章昂希里村，在长庆油田分公司第四采油厂矿权范围内，新建 1 座油探评井场及配套临时办公生活区、施工便道。探井位置信息见表 2-1，项目地理位置见附图 1。

表 2-1 探井基本信息

序号	实施井号	批文井号	油探评井中心点坐标		地理位置	归属采油厂	备注
			X	Y			
1	茂 201	茂 201	*****	*****	鄂托克前旗城川镇章昂希里村	长庆油田分公司第四采油厂	新建

项目组成及规模

1.建设内容及规模

本项目拟投资 500 万元，新建 1 口石油评价井，井型为直井，设计完钻垂深为 2300m，地处鄂尔多斯盆地伊陕斜坡，完钻层位为长 9，目的层为长 9，新征地建设 1 座油探评井场及配套临时办公生活区、施工便道，临时总占地面积 6869m²，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。

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、修建设备基础、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。

前期主要进行油井勘探，不涉及运营期，无服役年限，通过完井测试评价油藏情况，不具备开采价值的井口进行永久封井，临时占地全部恢复原状；若测试具有工业产能，临时封井并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，油探评井转生产井纳入第四采油厂产建环评进行管理，同时井场应按自治区、市清洁文明井场要求建设相关环境保护措施和设施。工程组成见表 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	钻前工程	钻前准备工作，包括井场、道路及生活区的修建和平整、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。
	钻井	本项目新建 1 口石油探评井，井型为直井，设计完钻垂深为 2300m，完钻层位为长 9，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。
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（电测井法）、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；具有开采价值的井口临时封井，设置简易井口完井，作为储备井待今后开发，移交第四采油厂按标准化井场进行建设和管理，油探评井转生产井纳入第四采油厂产建环评进行管理。

项目组成及规模	辅助工程	钻井测定装置	井场配备钻井测定装置 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。			
		钻井监控装置	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	井场设 1 具 30m³柴油罐，柴油由专用油罐车运输，四周设置土质围堰并在围堰底、壁铺设双层防渗布。			
		抽汲罐	设 1 具 30m³抽汲罐，用于暂存试油过程产生的采出液，由罐车定期运至附近集油站进行处理。			
		放喷罐	1 个，单罐容积 50m³，储存放喷过程产生的液体（含油含砂放喷液体）。			
		清水罐	1 个，单罐容积 60m³，存储新鲜水。			
		废水地上收集罐	2 个，单罐容积 50m³，储存洗井废水、压滤废水、压裂返排液等。			
		泥浆不落地质装置	井场设置 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 50m³ 泥浆循环罐、1 具 60m³ 岩屑收集罐、1 具 50m³ 废液缓冲罐、1 具 50m³ 泥浆储备罐、1 具 50m³ 事故罐。			
	临时工程	管线	项目钻井过程中分别安装放喷管线及压井管线，放喷管线连接放喷罐(1 具 50m³)，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。			
		临时施工便道	新建临时施工便道长 268m、宽 6m，为了便于后期生态恢复，路面直接压实，临时施工便道利与场外已有道路相通。			
	公用工程	临时办公生活区	占地面积 610m²，采用移动动式板房，配备生活设施、设备，钻井工程结束后全部搬迁至项目井场内，作为试油阶段临时办公生活区。			
		供水	项目区生产用水取用项目所在地周边合法工业用水，拉运至本项目清水罐存，生活用水采用外购桶装水和新鲜水（水箱储存）。			
		供电	场地设置发电机房，生活、办公、生产等由柴油发电机组供电			
		供暖	本项目野外勘查活动，施工时段不在冬季，不需供暖。			
	环保工程	废气	排水	项目采取雨水分流制，井场内设雨水池，场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外，初期雨水可用于泥浆、压裂返排液配置利用。生产废水拉运至鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司处理；施工场地和临时办公生活区设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活杂排水排入地面污水罐，定期送至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。		
			施工扬尘	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。		
				柴油机燃烧废气	燃料为国六柴油，通过简易排气筒排放，排气管朝向避开项目区工作人员办公生活的方位。	
		废水	无组织废气	钻井过程中套管气和试油过程中伴生气引至放散管直接发散，放散管位于井场外下风向；若伴生气产生量较大，满足燃烧排放条件时，伴生气通过放散管燃烧排放。试油期采出液通过密闭管线进入储液罐，储液罐采用防腐贮罐，采用环密技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管，装车过程采用浸没式。		
			生活污水	施工场地和临时办公生活区设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活杂排水排入地面污水罐，定期送至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。		
				初期雨水	井场内设雨水池，初期雨水可用于泥浆、压裂返排液配置利用。	
		生产废水	项目泥浆上清液排入地上移动式污水罐，用于配制泥浆，循环使用；洗井废水用于压裂液配置，钻井结束后废弃钻井泥浆上清液、压滤废水、压裂返排液排入井场设置的地上废水收集罐，与放喷罐凝液一起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			

项目组成及规模

			裂返排液集中处理厂处理达标后综合利用，不外排。						
	噪声	设备噪声	合理布局、选用低噪设备；泥浆泵加衬弹性垫料，管理和作业过程中平稳操作，避免各种施工作业时产生非正常的噪声；柴油发电机设置基础减震等措施。						
	固废	生活垃圾	生活垃圾经垃圾桶收集后，转运至就近垃圾中转站，由当地环卫部门统一拉运处置。						
		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有资质单位集中处理点集中处置。						
		废膨润土、纯碱包装袋	集中收集后，外售物资公司回收利用。						
		危险废物	含油岩屑、废机油、落地油、废含油抹布、废防渗布、过硫酸钾废包装袋等危险废物收集后暂存至井场内危废临时贮存点内，由第四采油厂委托有资质单位外运处置。						
	防渗措施	①钻井平台、泥浆不落地系统区、泥浆循环罐区、抽汲罐、岩屑罐、柴油罐区、储液罐区、污水罐区、危废贮存点等重点防渗区地面底部利用机械将衬层压实，铺设双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，柴油罐区四周设置土质围堰。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，所有危废收集后暂存于贮存点内的罐内（敞口式）。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，单层高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜。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	钻井结束后，通过完井测试评价油藏情况，不具备开采价值的井口进行永久封井，临时占地生态恢复原状；若测试具有工业产能，临时封井，交由长庆油田分公司第四采油厂按标准化井场建设，井场不再开展占地生态恢复工作，井场外临时生活办公区占地恢复原貌，施工便道保留供后续使用。							
	环境风险	设置 1 具 50m³放喷罐，伴生气经管线引至放散管排放；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；组织员工应急培训、应急演练、设置井口防喷器组、放喷管线、灭火器、铁锹及沙袋、临时土围堰。							
	依托工程	生产废水和钻井泥浆岩屑处理处置	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多克前旗乌定希泊日嘎查，主要处理鄂尔多斯地区苏里格气田在开发作业过程中产生的钻井岩屑和压裂返排液，服务半径 100km，设计钻井岩屑处理规模 10 万 m³/a，压裂返排液处理规模 10 万 m³/a。据调查，该厂环保手续齐全，运行稳定，距离项目场址较近，依托可行。						
生活污水处理		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。据调查，该厂环保手续齐全，运行稳定，依托可行。							

2.油探评井钻井工程

2.1 钻井方案概况

(1) 油探评井基本数据

本项目新建 1 口石油探评井，探井基本数据见表 2-3。

表 2-3 探井基本数据表

实施井号	批文井号	井型	井深（m）	油探评井中心点坐标		构造位置	目的层位	完钻层位
				X	Y			
茂 201	茂 201	直井	2300	*****	*****	鄂尔多斯盆地伊陕斜坡	长 9	长 9

(2) 井身结构

直井井身结构设计数据见表 2-4~5，本项目直井井身结构示意图见图 2-1。

表 2-4 直井井身结构

钻探方式	井段	套管程序	钻头尺寸(mm)	套管外径(mm)	配套使用的钻井液
一开	进入下部稳定岩层 ≥30m	表层套管	311.2 (121/4)	244.5 (95/8)	膨润土水基钻井液
二开	直井段	生产套管	215.9 (81/2)	139.7 (51/2)	聚合物水基钻井液

表 2-5 直井井身结构设计说明表

开钻次序	套管尺寸 mm	套管下深 (m)	水泥返高	套管内水泥塞	设计说明
一开	244.5	0-298m	采油井水泥返到地面	大于 10m	表套封固：现场地质卡层为准，进入下部稳定岩层 30m 以上。表套不允许座塞子、悬空，必须用水泥进行封固。
二开	139.7	距井底 3~5m	油井：二开返高到上层套管以上 50m	人工井底距油层底界 20~25m，管内水泥塞 10~12m	封固全井段，为生产、后期改造做好准备。

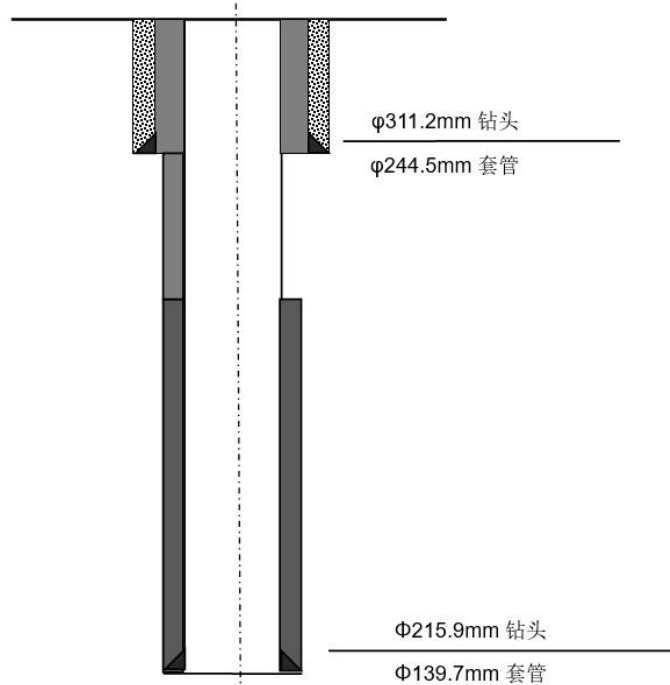


图 2-1 直井井身结构图

2.2 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，工程钻井主要设备见表 2-6。

表 2-6 PDC 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称	型 号	主要参数	数量	备 注
一	井架	JJ225-42K		1	
二	底座	DZ225	负荷：3150KN	1	
三	提升系统	绞车	JC-40DB	最大输入功率 1100kW	1
		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	1

四	转 盘	ZP-275	通孔孔径 27.5in	1	
五	普通钻机动力系统	柴油机 1#	G12V190PZL-3	功率为 810kW	1
		柴油机 2#	G12V190PZL-3	功率为 810kW	1
		柴油机 3#	G12V190PZL-3	功率为 810kW	1
六	发电机组	发电机 1#			1
		发电机 2#			1
七	循环系统配置	钻井泵	3N81300A	额定功率 1300 马力	2
		搅拌器	NJ-7.5	电机功率 $\geq 15\text{kW}$	10
		强力排污泵		$\geq 22\text{kW}$	2
		电动配浆漏斗		$\geq 35\text{kW}$	1
八	固控设备	振动筛	GPS-1	单台处理量 $\geq 200\text{m}^3/\text{h}$	3
九	其它辅助设施	柴油罐		30m^3	1
		清水罐		60m^3	1
		放喷罐		50m^3	1
		抽汲罐		30m^3	1

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，项目在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，发生井喷的概率很小。一旦发生井喷，放喷液经缓冲罐导入放喷罐，不会溢流至周边地面。

（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，具体见表 2-7。

表 2-7 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 $\frac{1}{2}$ -9 $\frac{5}{8}$ (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）泥浆不落地工艺及设备

项目在钻井过程中采用泥浆不落地工艺，泥浆不落地装置主要设备见表 2-8。

表 2-8 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	压滤机	XZGM200/1250-U	处理能力 200m ³ /d	1
6	离心机	LW600	7.5KW	2
7	储罐搅拌系统	/	11kW	3

项目组成及规模

8	废液缓冲罐	50m³	/	1
9	泥浆循环罐	50m³	/	1
10	岩屑收集罐	60m³	/	1
11	振动筛	V20-h	2.5kW	1
12	泥浆储备罐	50m³	/	1
13	事故罐	50m³	/	1

(4) 完井测试设备

项目压裂施工设备见表 2-9、完井测试主要设备见表 2-10。

表 2-9 压裂施工设备组成表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量	备注
1	主压车	FC-2250	辆	3	主要由发动机、液力传动箱、压力泵、吸入排出管汇、安全系统、润滑系统、电路系统、液压系统、仪表及控制系统等组成。
2	混砂车	100/70 桶	台	2	/
3	仪表车	EC-22ACD	台	1	/
4	压裂管汇	DY5120JSQ	套	1	/
5	砂罐车	CQK5240ZYH	台	4	20-40 目石英砂

表 2-10 完井测试主要设备、工具及器材

项目	名称	型号及规格	数量（台/套）	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	/
储液罐	/	50m³	/	/
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	4	（在含有 H ₂ S\CO 油井作业的试油现场要求至少配备 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	≥10	（在含有 H ₂ S\CO 油井作业的试油现场）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	/

2.3 勘探方案

(1) 钻前准备工作

项目组成及规模	钻前准备工作,包括井场平整、修建井场、施工便道、修建设备基础、降排水(污)措施、临时办公生活区修建等。井场配套布置安装泥浆设备、发电机组等。 (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。单个探井工程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25m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及以上层见显示必须取心,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) 测井 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。测井是利用专用仪器设备测量岩层的电化学特性、导电特性、声学特性、放射性等地球物理特性,以获取岩层的孔隙度、渗透率以及含气情况等地层信息。本项目采用Eclips5700以上组合测井系列,对全井段进行电传测井。 油井测试是对油井进行产能评价的基础方法,是依据不同压力波传播阶段流体的规律,从而导出油井状态的技术。油井测试是油气勘探取得成果的关键,是寻找油气田、了解地下情况的最直接手段,也是为开发提供科学依据的重要环节。特别是针对
---------	---

“三低”油层的地质特点，全面发展和完善了测试工艺技术。资料解释技术也从手工计算、绘图发展到全国应用计算机进行解释，油藏评价从简单的试井分析向油气层综合解释、评价方向发展。目前已形成了具有油井测试工艺和资料综合解释技术系列，为勘探提供了先进的手段，为油气藏的发现和储量的提交作出了重要的贡献。

(6) 完井

钻井达到设计井深后，使井底和油层以一定结构连通起来即为完井，完井方法有射孔完井法、裸眼完井法、套管完井法等，本工程完井采用套管射孔完井。

射孔是将射孔器用专用的起下设备下入固井后的套管井内，通过专用仪器测量定位，使射孔器对准待射层位进行射孔，利用射孔弹产生的高温高压金属射流穿透套管及水泥环，并进入油（气）层一定深度，从而形成油（气）层与井筒有效连通的一项完井工艺技术。根据建设单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 36m^3 ，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。

射孔液理化性质见表 2-11。

表 2-11 射孔液成分理化性质一览表

序号	材料	理化性质
1	NaCl	化学式 NaCl，无色立方结晶或细小结晶粉末，味咸，无毒，易溶于水、甘油，微溶于乙醇（酒精）、液氨，不溶于浓盐酸。
2	KCl	化学式为 KCl，是一种无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，无臭无毒性。易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块；在水中的溶解度随温度的升高而迅速地增加，与钠盐常起复分解作用而生成新的钾盐。
3	黏土	由多种水合硅酸盐和一定量的氧化铝、碱金属氧化物和碱土金属氧化物组成，并含有石英、长石、云母及硫酸盐、硫化物、碳酸盐等杂质。黏土矿物的颗粒细小，常在胶体尺寸范围内，呈晶体或非晶体，大多数是片状，少数为管状、棒状。黏土矿物用水湿润后具有可塑性，在较小压力下可以变形并能长久保持原状，而且比表面积大，颗粒上带有负电性，因此有很好的物理吸附性和表面化学活性，具有与其他阳离子交换的能力。

(7) 试油

①压裂

本项目油探评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。压裂液配方见表 2-12，压裂液各成分理化性质见表 2-13。

项目组成及规模	表 2-12 压裂液配方一览表	
	体系名称	配方
	低浓度瓜胶压裂液体系	基液：0.5%瓜胶（SDY）+1.0%氯化钾（KCl）+0.05%杀菌剂（JA-1）+0.07% 氢氧化钠（NaOH，pH 值调节在9~10）+0.5%助排剂（TCH）+0.5%粘土稳定剂（AS-100）+0.2%起泡剂（YFP-1）
		交联液：有机硼交联剂LHJ；交联比0.5%
		破胶剂：氧化破胶剂+低温活化剂+生物酶破胶剂复合破胶技术，0.02~0.08%
		支撑剂：选用 20/40 目陶粒4m ³ 、30/50 目陶粒41m ³
	表 2-13 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。
②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。井场设 1 具 30m³抽汲罐，用于暂存试油过程产生的原油，定期运至附近集油站进行处理。 本项目对预探井进行试油，目的是为了证实主要含油气层系的产能、流体性质，以便发现油气层，查明油气层位置及其工业价值，为提交预测储量和控制储量提供资料依据。 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临时封井后期转为生产井（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）。

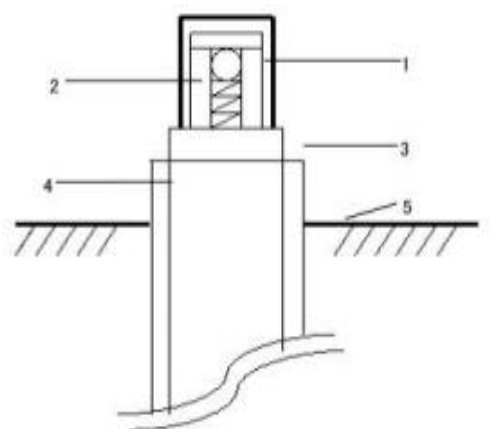
①临时封井工艺

首先处理井口，刮削井筒。井下采用封井器封井。检查封井气密性，确保井口各部紧固、不渗不漏、套管、总阀门、螺栓齐全。

封井结束后，拆除井口，安装单流凡尔，单流凡尔外安装 5-8mm 钢板焊成的护罩，护罩内壁和单流凡尔之间要有一定的间隙，护罩形状为方型或圆形，护罩外壁和顶面要点焊井号。

护罩外灌注钢筋混凝土井口护墩，护墩钢筋骨架网直径 58cm，用直径 5mm 的钢条编制，密度为 5cm×5cm×5cm。

护墩外表应为光滑水泥面的圆柱体，自地面以下 80cm 起到地面以上 80cm 止，直径 60cm，顶面有清晰的刻印刷漆的红色井号标示，四周应标明“危险勿动！”的字样。移交勘探井所在井场归属的采油厂按标准化井场建设和管理，本项目不再对临时占地进行生态恢复，采油厂对勘探井定期巡视。若后续利用该勘探井从事生产活动，则另行履行环保手续。

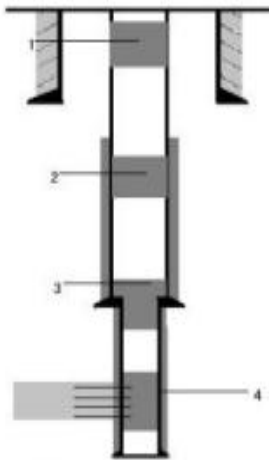


1-单流凡尔；2-钢板护罩；3-油管或接箍；4-套管；5-地面

图 2-2 临时封井示意图

②永久封井工艺

提出所有井下油管和井下工具，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混凝土井口护墩。



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 2-3 永久封井剖面示意图

3.主要原辅材料消耗

本项目主要原辅材料消耗见表 2-14。

表 2-14 项目主要原辅材料消耗表

序号	原料	单位	用量	储存方式
1	新鲜水	m ³	853.4	生产用水储存于清水罐；生活用水为桶装水和新鲜水。
2	柴油	t	115	储存于柴油罐，罐区四周设土质围堰，围堰区有效容积不小于 30m ³ ，罐区下面采用基础黏土防渗+双层防渗布。
3	射孔液	m ³	36	存放于原辅料存放区，液态物质采用灌装，固态物质采用袋装，按其性质，分区堆放，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。钻井液和压裂液现场配置。
4	压裂液	m ³	600	
5	钻井液添加剂	t	55.2	
6	水泥	t	30	作为固井和封井材料，G 级纯水泥，外购成品，罐车运输至井场使用，水泥中添加降失水剂（主要为水溶性聚合物及有机材料），以调节水泥性能。
7	石英砂	m ³	5	20/40 目石英砂

（1）柴油消耗：根据对长庆油田分公司钻井工程的类比分析，每 100m 进尺消耗柴油约 5.0t，项目探井总进尺 2300m，消耗柴油约 115t。单个井场内设有 1 个 30m³ 的柴油储罐，施工方外购柴油，由 30m³ 柴油储罐储存，柴油密度按 0.85t/m³ 计，单个井场柴油日常最大储存量为 25.5t。

（2）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，单井射孔液消耗约 36m³。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）。

（3）压裂液消耗：本项目采用油藏压裂常用的、应用成熟的低浓度瓜胶压裂液体系，符合《压裂液通用技术条件》（SY/T6376-2008）相关要求，该压裂液主要成分为改性瓜胶、助排剂、杀菌剂、破胶剂、稳定剂等，采用低密中强陶粒作为主支撑剂。压裂液用量根据工艺审计定，常规工艺单井压裂液消耗量约 600m³（水量约

项目组成及规模

600m³，改性胍胶等配料约占 0.5%左右）。

（4）钻井液消耗：钻井液俗称泥浆，钻探过程中孔内使用的循环冲洗介质，现场调配， 本项目采用水基钻井液，一开为膨润土水基钻井液， 二开为聚合物水基钻井液，钻井液储存区进行重点防渗。根据工艺审计定，项目钻井泥浆（水+钻井液）配置时，单井钻井液消耗见表 2-15。

表 2-15 单井钻井液组成及用量表

材料名称	一开 (t)	二开 (t)	总用量 (t)	包装 形式	储存 位置	理化特性	备注
膨润土	9.4	15.7	25.1	袋装， 25kg/袋	材料 堆场	无毒、不溶于水、 固体粉末	基础配浆材料， 不含放 射性和重金属材料。
纯碱	0.8	1.5	2.3	袋装， 25kg/袋	材料 堆场	白色溶于水、 结 晶粉末	促进膨润土水化和控制 Ca ²⁺ 含量
K-PAM K-（聚丙烯 酸钾）	--	1.0	1.0	袋装， 25kg/袋	材料 堆场	白色溶于水、结晶 粉末	能有效包被钻屑、抑制地 层 造浆，起稳定井壁、 防塌降 低滤失作用，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。
K-HPAN（水 解聚丙烯腈 钾盐）	--	1.0	1.0	袋装， 50kg/袋	材料 堆场	白色溶于水、结晶 粉末	调整泥浆流态
NH ₄ -HPAN （水解聚丙烯 腈铵盐）	--	1.0	1.0	袋装， 25kg/袋	材料 堆场	淡黄色粉末，钻井 液 用降滤失剂	抑制粘土水化分散， 是一 种良好的页岩抑制剂，同 时兼有降低钻井液粘度 和降低滤失作用
LV-CMC（羧 甲基纤维素 钠）	0.9	2.1	3.0	袋装， 25kg/袋	材料 堆场	白色颗粒	主要用作滤失剂
乳化石蜡	--	2.1	2.1	桶装， 25kg/桶	材料 堆场	无毒、淡黄色至乳 白色液体	形成泥饼，保护井壁；控 制与平衡地层压力等
单项压力 封闭剂	--	0.7	0.7	袋装， 25kg/袋	材料 堆场	经特别工艺处理 的多种天然纤维 与填充粒子及添 加剂，无毒、不溶 于水、淡黄色粉末	能显著降低泥浆的滤失 量，又不影响泥浆的流变 性能，耐高温性能优良
(NaPO ₃) ₆ （六 偏磷酸钠）	--	1.0	1.0	袋装， 25kg/袋	材料 堆场	无毒、溶于 水、白 色粉末	钻探管的防锈和控制钻 井 时调节泥浆的黏度
复合堵漏剂	--	2.1	2.1	袋装， 25kg/袋	材料 堆场	主要由植物 硬质 果壳、云母和其它 植物纤维组 成。无 毒、不溶于水、固 体粉末	适用于钻井裂缝，多孔隙 地层的堵漏，若与其它堵 漏材料混合使用交果更 佳
重晶石粉 (BaSO ₄)	--	15.7	15.7	袋装， 50kg/袋	材料 堆场	无毒、不溶于水、 灰色固体粉末	油井旋转钻探中的环流 泥浆加重剂冷却钻头， 带 走切削下来的碎屑物， 润 滑钻杆， 封闭孔壁，控制

项目组成及规模							油气压力，防止自喷
	合计	11.2	44.0	55.2	--	--	--
	经查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），本项目钻井液所用原料不涉及 HJ 169-2018 中突发环境事件风险物质。 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高密度聚乙烯防渗膜，避免化学原料泄漏对周边土壤或地下水环境产生污染。 4.公用工程 （1）给排水 1>给水 本项目用水主要为施工人员的生活用水和钻井生产用水，钻井生产用水取用周边合法的工业用水水源运送至本项目清水罐暂存，生活用水采用外购桶装水和新鲜水（水箱储存）。 ①生产用水消耗 本项目为石油探井项目，生产用水消耗主要为钻井用水（钻井泥浆配置）和试油用水（洗井用水和压裂用水，压裂用水指压裂液配置），射孔用水量较少，本次评价不再核算。 A.参照《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法(试行)》规模等级 2~4km 钻井作业废水排污系数 21.43t/100m，项目探井总进尺 2300m，则需钻井用水量为 493m³，其中新鲜用水量约 159m³，泥浆上清液循环利用量约 334m³（考虑附近井场钻井上清液循环利用，上清液不足时，清水补充）。 B.项目完井测试前要进行清洗作业，统称洗井用水，主要包括钻井过程中冲洗钻台、钻具和钻井井筒的清洗。洗井采用清水洗井，用水量≥井筒容积的 1.5 倍，本次评价取 1.5 倍。本项目探井完钻井深 2300m，一开井筒直井 244.5mm、深度 450m，二开井筒直井 139.7mm、深度 1850m，井筒总容积为 49.5m³，故项目探井洗井用水量为 74.2m³。 C.压裂液用量根据工艺审计定，常规工艺直井（井深≤2500m）压裂液配置用						

项目组成及规模	水量约 600m³，其中新鲜水量 533.2m³，回用洗井废水 66.8m³。 ②生活用水消耗：根据《内蒙古自治区行业用水定额》（DB15/T 385-2020），农村居民生活用水定额为 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 40d（试油人员 10 人），经计算本项目生活用水消耗量为 87m³。 2>排水 项目废水主要为钻井废水（包括泥浆上清液和泥浆压滤废水）、洗井废水、压裂返排液及放喷罐凝液和生活污水。 ①钻井废水 钻井作业的泥浆配浆过程中会根据泥浆的不同要求加入不等量的水，这些水随钻井泥浆进入井底协助钻井作业。在钻井泥浆返回地面后，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，泥浆经压滤机固液分离后，泥饼含水率小于 80%外运处置，压滤废水外运处置。 根据最新钻井工艺要求，泥浆返排率约 100%（若返排泥浆量小于钻入泥浆量，可能发生井漏事故），故正常情况下项目返排泥浆量约 493m³，废弃泥浆压滤废水产生量约 2.2m³，进入泥饼水量约 9.8m³（初步干化泥浆含水率按 80%计），进入岩屑水量约 147m³（岩屑含水率按 60%计），根据物料平衡核算，项目泥浆上清液产生量为 334m³。项目泥浆压滤废水排入井场设置的污水罐内，泥浆上清液用于配制泥浆，循环使用，最终不能再利用的泥浆上清液与泥浆压滤废水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处理达标后综合利用，不外排。 ②洗井废水 根据建设单位建设经验和统计数据，项目单井洗井废水约为用水量的 90%，则单井洗井废水产生量为 66.8m³。根据建设单位提供资料，采用清水洗井，洗井废水主要含油少量的悬浮物和石油类，实际作业过程中将洗井废水用于压裂液配置。 ③压裂返排液 根据建设单位提供资料，正常情况下压裂返排液返排率约 70~80%，本次评价以 80%计，则压裂返排液产生量为 480m³。项目井场设置废水地上收集罐，压裂返排液全部进罐贮存，由防渗漏、防溢流的运输车辆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处理达标后综合利用，不外排。
---------	--

此外，放喷罐会收集少量凝液，凝液成分主要采出水类似，主要成分为悬浮物和石油类，处置方式与压裂返排液一致。

③生活污水：生活污水产生量约为用水量的 85%，则本项目生活污水产生量为 74m³。项目施工场地和临时办公生活区设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活杂排水排入地面污水罐，定期送至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。

此外，项目井场内设雨水池，场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外造成环境污染，初期雨水可用于泥浆、压裂返排液配置利用，不外排。

3>水平衡图表

3>水平衡图表

项目施工期给排水情况见表 2-16，水平衡图见图 2-4。

表 2-16 项目用排水情况表 单位: m^3

用水单元	用水量			消耗量			废水产生量			废水排放量	废水去向
	总用水量	新鲜水量	循环利用水量	进入岩屑	进入泥饼	其他	上清液	压滤废水	其他废水		
钻井工序	493	159	334	147	9.8	0	334	2.2	0	0	配制泥浆、最终处理达标回注
洗井工序	74.2	74.2	0	0	0	7.4	0	0	66.8	0	压裂液配置
压裂工序	600	533.2	66.8	0	0	0	0	0	600	0	处理达标回注
办公生活	87	87	0	0	0	13	0.0	0.0	74.0	0	肥田，洒水降尘
合计	1254.2	853.4	400.8	147	9.8	20.4	334	2.2	740.8	0	

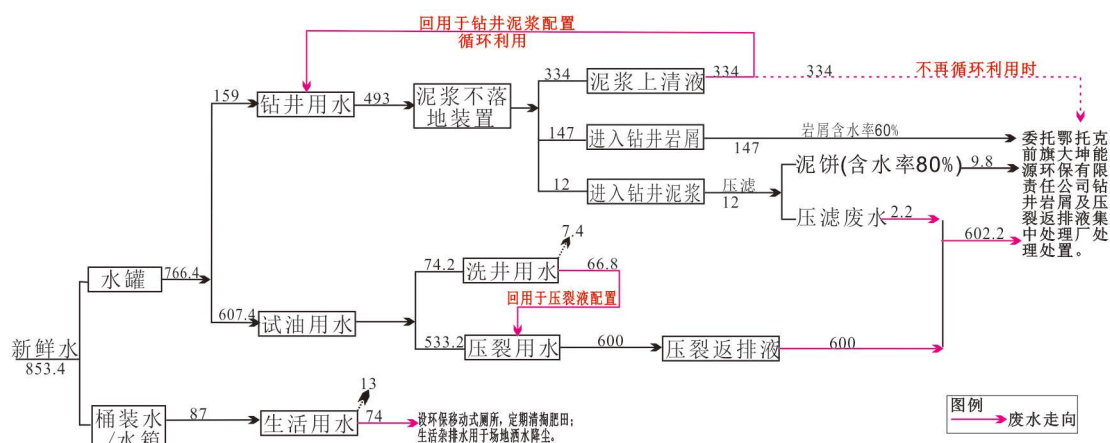


图 2-4 项目施工期水平衡图 单位: 施工期/ m^3

(3) 供电

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) 采暖

	本项目野外勘查活动，施工时段不在冬季，不需供暖。
总平面及现场布置	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，场地整体布局以井口为中心，包括整个井口并建设相应配套设施；场地内设临时停车场以及道路；场地围绕井口四周为材料堆场及机械维修点；工作区内设地上废水收集罐、泥浆不落地装置，便于贮存废弃泥浆、洗井和井下作业废水等；放喷管线及压井管线均地面平直敷设与放喷罐等罐体连接，满足放喷和压井工艺需求。项目施工期设备放置均在井场范围内布置，平面布置符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），钻井工程典型平面布置见附图 5。此外，临时生活办公区位于井场场界 100m 外，临近施工便道，场地平整后，布置移动动式板房作为临时生活办公区，配备生活设施、设备，钻井工程结束后全部搬迁至项目井场内，作为试油阶段临时办公生活区。 在项目实际建设过程中，施工单位将根据场地地形、形状等因素，结合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）进行施工现场布局进行优化调整。
施工方案	1.工艺流程及产污环节 本项目新建 1 口石油评价井，井型为直井，设计完钻垂深为 2300m，完钻层位为长 9，新征地建设 1 座油探评井场及配套临时办公生活区、施工便道。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，钻井工艺采用常规钻井工艺。 项目工艺流程及产污环节见图 2-5、图 2-6。 本项目仅为陆地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。根据生产工艺流程分析，施工期主要污染物为废气（施工扬尘、柴油机燃烧烟气、钻采过程及试油等工序无组织废气及车辆尾气）、废水（生产废水、生活污水）、噪声（施工机械、设备运行噪声）、固废（废弃泥浆、钻井岩屑、废防渗布、废包装袋、试油过程产生的落地油，设备检修产生的废机油和废含油抹布及生活垃圾）。

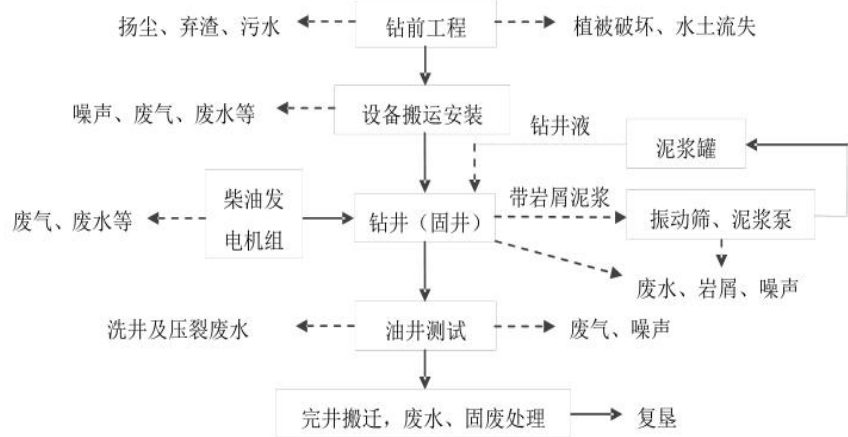


图 2-5 钻井作业过程及产污环节图

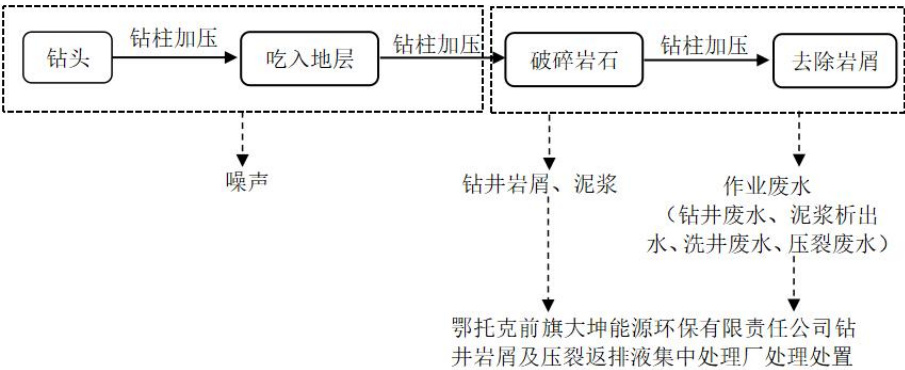


图 2-6 常规钻井工艺及产污环节图

1.1 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，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。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.占地类型及面积

(1) 井场道路

据调查，本项目井场新建临时施工便道长 268m、宽 6m，占地面积为 1608m²，占地类型主要为一般草地，为了便于后期生态恢复，路面直接压实，临时施工便道利与场外已有道路相通。项目施工便道占地类型及面积见表 2-17。

表 2-17 施工便道占地类型及面积一览表

序号	实施井号	批文井号	施工便道			占地类型
			长度（m）	宽度（m）	占地面积（m ² ）	
1	茂 201	茂 201	268	6	1608	一般草地

(2) 井场及配套临时办公生活区

本项目新建 1 个井场及配套临时办公生活区，其中井场占地面积为 4651m²，占地类型主要为草地（基本草原，3687m²），少量灌木林地（327m²）、沙地（245m²）和盐碱地（392m²）；临时办公生活区占地面积为 610m²，占地类型为一般草地。项目井场及配套临时办公生活区占地类型及面积见表 2-18。

表 2-18 占地类型及面积一览表

序号	井场名字	占地面积（m ² ）	占地类型
1	茂 201 井场	4651	主要为草地（基本草原，3687m ² ），少量灌木林地（327m ² ）、沙地（245m ² ）和盐碱地（392m ² ）
2	临时办公生活区	610	一般草地

井场内按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）进行设施设备布局，钻井平台、泥浆不落地系统区、泥浆储罐区、污水罐区、柴油罐区、储液罐等均为地面设施或设备。井场内其他构筑物采用活动板房结构，设置均为撬装，生活区设置移动式环保厕所和垃圾收集桶。

2. 土石方平衡

根据现场踏勘，项目场地相对平整，井场表土采用机械开挖，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，临时生活办公区开挖土方直接用于平整。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 2-19。

表 2-19 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	1395	930	2326	1395	930	2326	0	0	0	0
临时生活办公区	0	122	122	0	120	120	0	0	0	0
施工便道	0	322	322	0	322	322	0	0	0	0
合计	1395	1374	2769	1395	1372	2767	0	0	0	0

根据项目施工方案和施工期污染特点，井场施工表土保存，在施工场地的征地范围内设置表土堆场，表土厚度为 0.3m，对表土进行单独堆放并苫盖，采取编织袋挡土墙临时拦挡，用于后期生态恢复用土；施工便道修建时路面直接平整，施工结束后，若需恢复原貌，则对压实路面进行翻松，恢复原有土壤结构，因未受施工期废水、固废污染，土壤原有性质不变，可直接用于生态恢复；临时生活办公区未受施工期废水、固废污染，恢复方式同施工便道生态恢复方式。

1.2 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

陆地石油勘探钻井工程必须重视安全和环境保护。根据设计资料，本项目新建 1 口石油评价井，井型为直井，设计完钻垂深为 2300m，完钻层位为长 9，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。

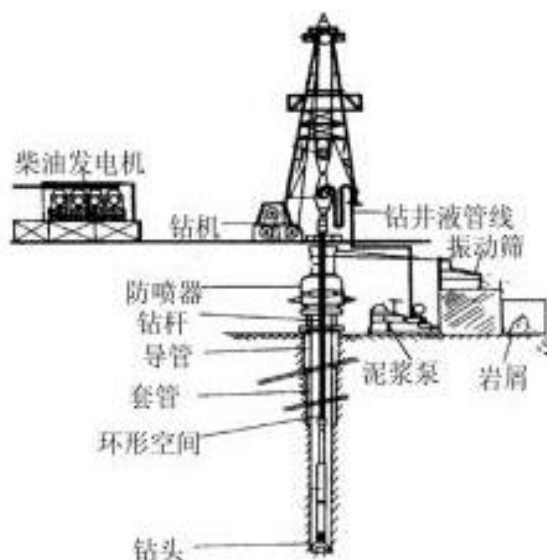


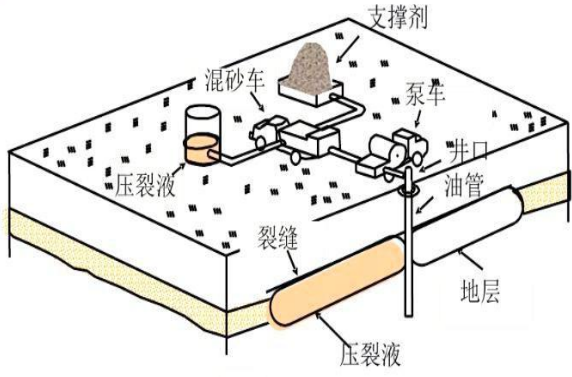
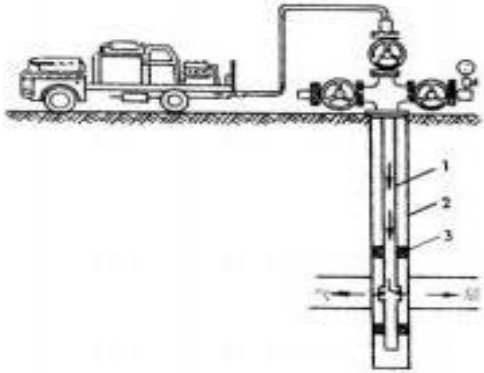
图2-7 钻井作业示意图

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，在井壁与表层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

施 工 方 案	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，采取电测方式，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。 1.3 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。 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，交由有能力的单位清运处理。 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，项目单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。压裂作业过程见下图。
------------------	--

施工方案	 压裂作业示意图	 液体传压示意图
	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。 1.4 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，交由长庆油田分公司第四采油厂按标准化井场进行建设和管理，井场不再开展占地生态恢复工作，井场外临时生活办公区占地恢复原貌，施工便道保留供后续使用；若完井测试表明勘探井无工业开采价值，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，做到“工完、料尽、场地清”。 2.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。本项目安排 1 个钻井队施工，钻井结束后安排试油，项目拟安排 1 个试油队试油，单个试油队人数 10 人，具体施工方式由建设单位统筹安排。 3.建设周期 根据建设单位提供的资料，直井钻井周期为 35d（钻前准备 5d、钻井工程 30d），试油周期为 40d，封井期工期为 5 天，后期生态恢复工期为 5 天（指植树种草或恢复原有用地类型的时间）。本项目新钻 1 口油探评井，分别安排钻前、钻井、试油、封井施工队伍各 1 支，单个油探评井施工时间约为 85d，计划 2025 年 4 月初开工，2025 年 6 月底竣工。	
其他	无	

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

1.环境功能区划

(1) 主体功能区划

根据《内蒙古自治区主体功能区规划》，本项目茂 201 井场所在区域属于属于国家层面的重点开发区域呼包鄂榆地区。

该区为全国重要的经济增长极，自治区参与区域竞争的中坚力量。全国重要的能源和新型化工基地，农畜产品加工基地，稀土新材料产业基地，北方地区重要的冶金和装备制造业基 地；全区重要的科技创新与技术研发基地，战略性新兴产业和现代服务业 基地，全区的经济、文化中心，是自治区经济发展的主要增长极，区域协调发展的重要支撑点，自主创新能力提升的核心区，人口和经济集聚的承 载区。按照发展方向要求—完善区域基础设施。统筹规划建设农业、交 通、能源、信息、水利、环保等基础设施，构建完善、高效、区域一体、城乡一体的基础设施网络。

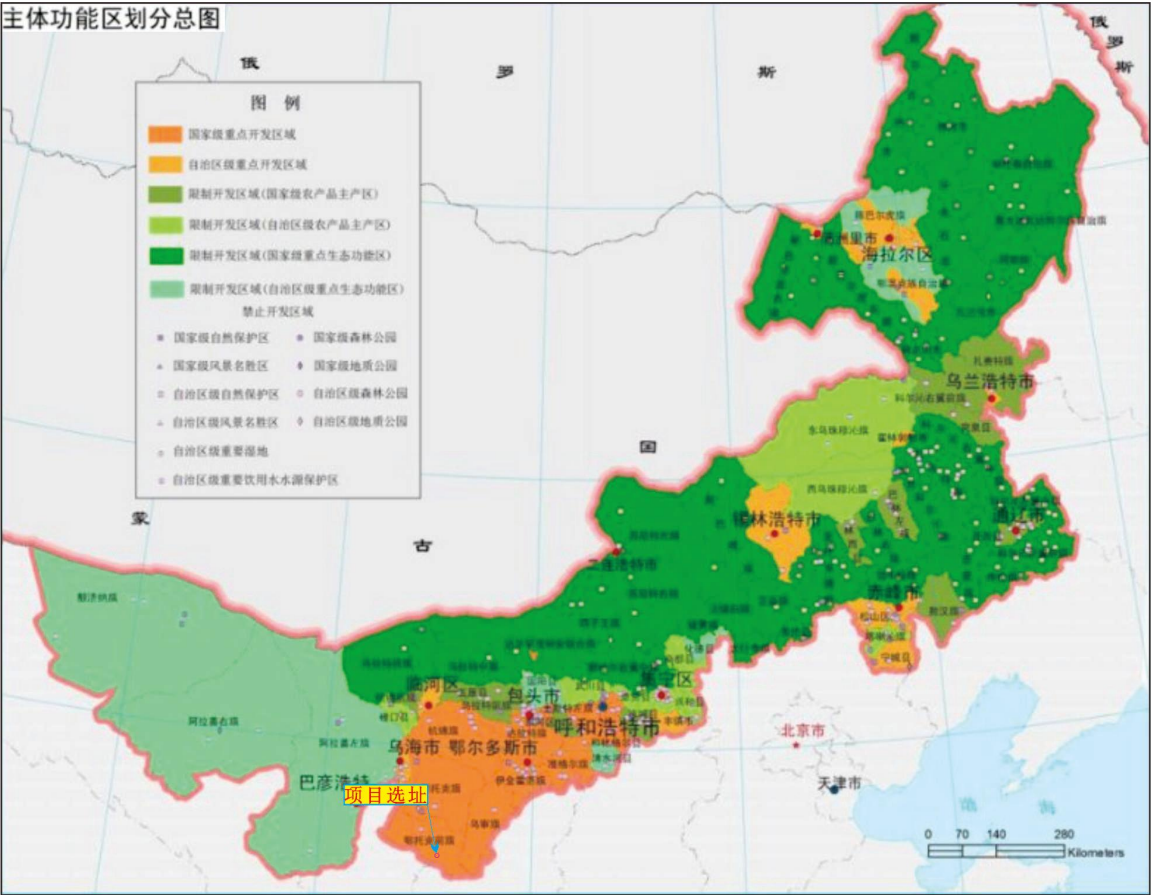


图 3-1 内蒙古自治区主体功能区规划

(2) 生态功能区划

根据《内蒙古自治区生态功能区划》，本项目茂 201 井场所在区域属于毛乌素

生态环境现状	在该方案中已划定的 1 类区、2 类区、3 类区及 4 类区范围内，因此按照(五)乡村声环境功能的确定，项目所在区域声环境功能区为 1 类，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准。 2.生态环境现状 详见《茂 201 井场茂 201 油探评井项目生态环境影响评价专题》。 3.环境空气质量现状 （1）基本污染物环境质量现状评价 项目选址位于鄂尔多斯市鄂托克前旗城川镇章昂希里村，根据 2023 年 6 月 5 日发布的《2022 年内蒙古自治区生态环境状况公报》中鄂尔多斯市的环境空气质量监测数据，见表 3-1。					
	表 3-1 2022 年 1~12 月鄂尔多斯市空气质量状况统计表					
	项目	PM ₁₀ 均值 (μg/m ³)	PM _{2.5} 均值 (μg/m ³)	SO ₂ 均值 (μg/m ³)	NO ₂ 均值 (μg/m ³)	CO第95百分位 浓度(mg/m ³)
	鄂尔多斯市	51	20	10	23	0.9
	标准值	年均浓度二级标准				日均浓度二级标准
		70	35	60	40	4
	占标率	72.86	57.14	16.67	57.50	22.50
	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，因此鄂尔多斯市属于环境空气质量达标区。					
	（2）特征污染因子环境质量现状评价					
	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，本次评价引用内蒙古华智鼎环保科技有限公司对茂 58 井场场地非甲烷总烃进行了监测，监测时间为 2024 年 2 月 25 日至 2 月 27 日，引用监测点位位于项目井场东北 1.85km（图 3-3），满足指南“排放特征污染物时，可引用建设					

项目周边 5 千米范围内近 3 年的现有监测数据” 引用监测时间处于 3 年有效期范围内，监测结果见表 3-2。



图 3-3 环境空气引用监测点位与项目场址关系

表 3-2 非甲烷总烃监测结果

引用监测点位	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 58 井场 拟建地	2024.2.25	0.28~0.44	2.0	22%	达标
	2024.2.26	0.58~0.94		47%	达标
	2024.2.27	1.36~1.52		76%	达标

由表 3-2 可知，项目所在区域非甲烷总烃监测值满足《大气污染物综合排放标准详解》中 1 小时平均值要求。

4.地表水环境质量状况

本项目评价区域内无常年地表径流，且本项目施工期各类污废水综合利用不外排，故本次评价不开展地表水环境质量现状评价。

生态环境现状

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，地下水环境评价项目类别为IV类，原则上可不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，本次评价委托内蒙古华智鼎环保科技有限公司对项目场址附近的西人坑水井设 1 个地下水监测点位，监测层位为潜水，水井功能为村民饮用和灌溉用水，监测时间 2024 年 5 月 22 日，监测 1 次，地下水监测点位信息见表 3-3，监测结果见表 3-4，监测点位图见图 3-3。

表 3-3 地下水监测点基本信息表

监测点名称	与本项目方位	距离(km)	井深(m)	水位(m)	埋深(m)	布点原则	坐标	
							纬度	经度
西人坑水井	西南	0.76	300	270	30	水质水位	108°1'28.71"	37°42'18.02"

表 3-4 地下水质量监测结果

序号	监测指标	单位	监测结果	III 类标准值	最大超标倍数
1	钾	mg/L	12.9	—	/
2	钠	mg/L	128	≤200	/
3	钙	mg/L	124	—	/
4	镁	mg/L	89.4	—	/
5	无机阴离子 Cl ⁻	mg/L	321	—	/
6	无机阴离子 SO ₄ ²⁻	mg/L	302	—	/
7	重碳酸盐	mg/L	408	—	/
8	碳酸盐	mg/L	0	—	/
9	pH	无量纲	7.45	6.5~8.5	/
10	氨氮	mg/L	0.321	≤0.50	/
11	亚硝酸盐氮	mg/L	0.003	≤1.00	/
12	硝酸盐氮	mg/L	9.21	≤20.0	/
13	挥发酚	mg/L	3.0×10 ⁻⁴ L	≤0.002	/
14	氰化物	mg/L	0.004L	≤0.05	/
15	钡	mg/L	2.5×10 ⁻³ L	≤0.70	/
16	汞	mg/L	4.0×10 ⁻⁵ L	≤0.001	/
17	砷	mg/L	3.0×10 ⁻⁴ L	≤0.01	/
18	六价铬	mg/L	0.004L	≤0.05	/
19	铅	mg/L	1.0×10 ⁻³ L	≤0.01	/
20	总硬度	mg/L	428	≤450	/
21	铁	mg/L	0.03L	≤0.3	/
22	锰	mg/L	0.01L	≤0.10	/
23	镉	mg/L	1.0×10 ⁻⁴ L	≤0.005	/
24	氟化物	mg/L	1.06	≤1.0	/
25	溶解性总固体	mg/L	946	≤1000	/
26	氯化物	mg/L	246	≤250	/
27	硫化物	mg/L	0.003L	≤0.02	/
28	总大肠菌群	MPN/100ml	<2	≤3.0	/

生态环境现状

29	细菌总数	CFU/ml	36	≤100	/
30	石油类	mg/L	0.01L	0.05	/
31	高锰酸盐指数	mg/L	2.24	≤3.0	/
32	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.01L	—	/
33	*石油烃(C ₆ -C ₉)	mg/L	0.02L	—	/

由表 3-4 可知，评价区地下水水质中各指标监测值均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，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。

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，原则上可不需开展土壤环境影响评价。

为了了解项目占地范围内土壤质量现状，本次评价在项目井场设 1 个土壤监测点位，采样深度 0~0.2m，由内蒙古华智鼎环保科技有限公司于 2024 年 5 月 22 日开展监测工作。具体监测内容见表 3-5，监测点位布设见附图 6。

表 3-5 土壤监测内容一览表

序号	监测站位	采样深度	监测内容	监测频率
1	茂 201 井场内	0~0.2m	pH、（GB36600-2018）表 1 中规定的 45 项基本项目和特征因子石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、土壤盐分含量	1 次

监测结果分别见表 3-6。

表 3-6 土壤样品监测结果表

序号	监测项目	单位	监测结果	GB36600-2018 第二类用地筛选值	达标情况
1	总砷	mg/kg	8.24	60	达标
2	镉	mg/kg	0.14	65	达标
3	六价铬	mg/kg	0.6	5.7	达标
4	铜	mg/kg	32	18000	达标
5	铅	mg/kg	28	800	达标
6	总汞	mg/kg	0.0521	38	达标
7	镍	mg/kg	22	900	达标
8	四氯化碳	mg/kg	ND	2.8	达标
9	氯仿	mg/kg	ND	0.9	达标
10	氯甲烷	mg/kg	ND	37	达标
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	ND	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	ND	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	ND	66	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	54	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	ND	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg	ND	5	达标

生态环境现状	18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	10	达标
	19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	6.8	达标
	20	四氯乙烯	mg/kg	ND	53	达标
	21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	ND	840	达标
	22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	ND	2.8	达标
	23	三氯乙烯	mg/kg	ND	2.8	达标
	24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	ND	0.5	达标
	25	氯乙烯	mg/kg	ND	0.43	达标
	26	苯	mg/kg	ND	4	达标
	27	氯苯	mg/kg	ND	270	达标
	28	1,2-二氯苯	mg/kg	ND	560	达标
	29	1,4-二氯苯	mg/kg	ND	20	达标
	30	乙苯	mg/kg	ND	28	达标
	31	苯乙烯	mg/kg	ND	1290	达标
	32	甲苯	mg/kg	ND	1200	达标
	33	间/对二甲苯	mg/kg	ND	570	达标
	34	邻二甲苯	mg/kg	ND	640	达标
	35	硝基苯	mg/kg	ND	76	达标
	36	苯胺	mg/kg	ND	260	达标
	37	2-氯酚	mg/kg	ND	2256	达标
	38	苯并[a]蒽	mg/kg	ND	15	达标
	39	苯并[a]芘	mg/kg	ND	1.5	达标
	40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	15	达标
	41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	ND	151	达标
	42	蒽	mg/kg	ND	1293	达标
	43	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	ND	1.5	达标
	44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	ND	15	达标
	45	萘	mg/kg	ND	70	达标
	46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	6	4500	达标
	47	pH	无量纲	8.24	—	达标
	48	土壤水溶性盐总量	g/kg	0.10	—	达标
	49	*石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	ND	—	达标
	50	石油类	mg/kg	ND	—	达标
	由表 3-6 可知，本项目用地范围内土壤中各项因子监测结果均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600-2018）》中建设用地中第二类用地风险筛选值。					
	7.声环境					
	据调查，项目场址周边 50 m 范围内无声环境保护目标，根据指南，可不开展声环境质量现状监测，故本次评价未开展声环境质量现状监测。					
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，无原有环境污染和生态破坏问题。				

1.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），站场工程（井场和临时办公生活区）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，本项目评价范围内不涉及森林公园、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。项目临时占地范围内的用地类型主要为草地（基本草原）和少量灌木林地、盐碱地和沙地，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基本草原、土壤、植被、景观、水土流失、生态系统等。

2.大气环境

本项目周边 500m 范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区，涉及农村地区居民点，大气环境保护目标见表 3-7。

3.声环境

本项目井场界外 50m 范围内无声环境保护目标。

4.地表水环境

据现场调查，本项目评价区域内无常年地表径流。

5.地下水环境

项目井场界外 500m 范围内无地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源，500m 范围内分布有分散式村民水源井。

表 3-7 项目选址周边环境敏感点一览表

环境要素	保护对象	规模	相对场界			保护内容	环境功能区
			井场名字	方位	距离（m）		
环境空气	章昂希里村	9户，32人	茂 201 井场	NW	325	人群健康	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012）二级标准
		3户，11人		W	136		
		1户，3人		SW	120		
		2户，7人		S	290		
地下水	项目占地范围及周边浅层地下水 （村民自备水源井）					地下水水质	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）Ⅲ类标准
土壤	项目占地范围内					土壤质量	《土壤环境质量建设用 地土壤污染风险管 控标准（试行） （GB36600-2018） 中第二类用地筛 选值限值要求
生态环境	项目临时占地及影响范围内的基本草原、土壤、植被、景观、水土流失、生态系统等					生态环境质量	生态系统完整性与稳定性

项目选址周边情况见附图 4。

评价标准

1.环境质量标准

(1) 环境空气：执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及 2018 修订单，具体见表 3-8。

表 3-8 环境空气质量标准

项目	单位	标准限值		
		小时值	日均值	年均值
SO ₂	ug/m ³	500	150	60
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) 地下水：执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准，具体见表 3-9。

表 3-9 地下水质量标准

污染物	单位	标准值
pH	无量纲	6.5~8.5
氨氮	mg/L	0.50
硝酸盐	mg/L	20.0
亚硝酸盐	mg/L	1.0
总硬度	mg/L	450
溶解性总固体	mg/L	1000
耗氧量	mg/L	3.0
挥发性酚类	mg/L	0.002
铅	mg/L	0.01
铁	mg/L	0.3
锰	mg/L	0.1
砷	mg/L	0.01
汞	mg/L	0.001
六价铬	mg/L	0.05
氟化物	mg/L	1.0
氰化物	mg/L	0.05
镉	mg/L	0.005
细菌总数	CFU/mL	100
总大肠菌群	MPN/100mL	3.0
钠	mg/L	200
硫酸盐	mg/L	250
氯化物	mg/L	250
石油类	mg/L	0.05

备注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类

(3) 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)，项目所在区域声环境质量执行《声

环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准，具体见表 3-10。

表 3-10 声环境质量标准

类别	昼间 dB（A）	夜间 dB（A）
1 类	55	45

（4）土壤环境：执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，具体见表 3-11。

表 3-11 土壤环境质量 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值 单位：mg/kg

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

评价标准

评价标准

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	石油烃	--	4500	9000

2.污染物排放标准

(1) 废气

①施工扬尘

施工期扬尘执行《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）中施工场界扬尘浓度限值，具体见表 3-12。

表 3-12 施工场界扬尘（总悬浮颗粒物）浓度限值 单位：mg/m³

序号	污染物	监控点	施工阶段	小时平均浓度限值
1	施工扬尘（即总悬浮颗粒物 TSP）	周界外浓度最高点 ^a	拆除、土方及地基处理工程	≤0.8
2		基础、主体结构及装饰工程	≤0.7	

周界外浓度最高点一般应设置于无组织排放源下风向的单位周界外 10m 范围内，若预计无组织排放的最大落地浓度点超出 10m 范围，可将监控点移至该预计浓度最高点附近。

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 3-13。

表 3-13 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）	HC+NOx（g/kWh）	PM（g/kWh）
第四阶段	Pmax>560	3.5	0.4	3.5	6.4	0.10

备注：HC+NOx 参照第三阶段执行。

钻井期柴油机燃烧废气烟度执行《非道路柴油移动机械排气烟度限制及测量方法》（GB36886-2018）中排气烟度限值，见表 3-14。

表 3-14 非道路柴油移动机械排气烟度限值

类别	额定净功率（Pmax）（kW）	光吸收系数/m ⁻¹	林格曼黑度级数
Ⅱ类	Pmax≥37	0.80	1

备注：满足 GB20891-2014 第三及以后阶段排放标准的非道路移动柴油机械，执行Ⅱ类限值。

③无组织废气

钻井过程和试油阶段无组织逸散的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）中无组织排放监控浓度限值标准，具体见表 3-15。

表 3-15 施工场界非甲烷总烃浓度限值

污染物	无组织排放监控浓度限值	
	监控点	浓度（mg/m³）
非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0

（2）废水

本项目为探井工程，仅有施工期，施工期废水综合利用，不外排。

（3）噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），具体见表 3-16。

表 3-16 建筑施工场界环境噪声排放限值 单位：dB(A)

时段	标准值	标准
昼间	70dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 （GB12523-2011）
夜间	55dB(A)	

（4）固体废物

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；危险固废贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的规定。

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	1.生态环境影响分析 根据《茂 201 井场茂 201 油探评井项目生态环境影响评价专题》，项目评价区陆生植被和野生动物均为常见种，无珍稀濒危物种，生态系统类型单一、脆弱，生物多样性低。评价区不涉及生态环境敏感区，项目在采取有效的生态环境保护与恢复措施后，基本不改变保护区生态系统完整性和连续性、生物多样性以及保护区生态系统结构和功能，工程建设对评价范围内的生态环境影响可控。具体详见专题。 2.施工废气影响分析 (1) 施工扬尘 井场、临时办公生活区及施工便道开挖土石方将破坏原有土壤，在风力作用下，地面硬化层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，会造成项目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。 本项目拟采取洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布等措施，可有效减少施工及运输车辆扬尘，评价要求项目按照《鄂尔多斯市大气污染防治条例》等相关规定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，单口井仅 85d，因此施工扬尘对环境的影响较小。 (2) 柴油机燃烧废气 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 115t，燃用国六柴油。柴油机运转时产生燃烧烟气，主要污染物为 NO_x、颗粒物、CO、HC+NO_x 和 HC，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)	排放量 (g/kwh)					
		SO ₂	NO _x	颗粒物	CO	HC	HC+NO _x
115	230	0.004	0.714	0.052	0.318	0.134	0.848

由表 4-1 可知，NO_x、颗粒物、CO、HC+NO_x、HC 排放速率 j 均可满足《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》(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、HC+NO_x6.4g/kwh、PM 0.1g/kwh。根据区域钻井工程柴油机燃烧废气中烟度监测数据，废气烟度排放可满足《非道路柴油移动机械排气烟度限制及测量方法》(GB36886-2018) 中排气烟度限值。

项目所在区域较为开阔，柴油机燃烧的烟气扩散较快，同时施工期使用国六柴油，调节好柴油机运行工况，对周边环境的影响较小。

(3) 无组织废气

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；放喷气体进入放喷罐，放喷凝液在罐内暂存，伴生气经管线导入放散管放散。），钻井过程及试油阶段将有短暂的伴生气放空，根据区域已建的油井测试，本项目区块不属于“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。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。

若在实际钻井过程中伴生气产生量较大，尽量综合利用，若不具备综合利用条件，且满足燃烧排放条件时，伴生气通过放散管燃烧排放，确保废气达标排放，项目施工期较短，短暂的伴生气燃烧产生的污染物对区域环境空气环境影响较小。

(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、

施工期生态环境影响分析	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，项目建设期各类废气排放量较小，对大气环境影响较小。 3.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泥浆上清液、泥浆压滤废水、洗井废水和压裂返排液及放喷罐凝液，根据给排水分析，本项目生产废水产生量为 602.2m³（未考虑循环利用的泥浆上清液），平均产生量为 8.6m³/d，主要污染因子为 SS、COD 和石油类。 ①泥浆上清液和泥饼压滤废水 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，泥浆经压滤机固液分离后，泥饼含水率小于 80%外运处置，压滤废水外运处置。根据《石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》，钻井污染物种类主要为 SS 和 COD，石油类等。 根据区域作业废水处理站日常监测数据统计，泥浆上清液的污染物种类主要为 SS、COD 和石油类，SS 浓度为 1500-2500mg/L，COD 浓度为 1800-2500mg/L、石油类浓度为 25-50mg/L。泥浆压滤废水的污染物种类主要为 SS、COD 和石油类，SS 浓度为 1200-2000mg/L，COD 浓度为 2000-2500mg/L、石油类浓度为 20-45mg/L。项目泥浆压滤废水排入井场设置的污水罐内，泥浆上清液用于配制泥浆，一个井场钻井结束后，剩余的泥浆上清液回用于下一井场作为钻井配液循环使用，最终不能再利用的泥浆上清液与泥浆压滤废水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处理达标后综合利用，不外排。 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《石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》并类比同类项目，洗井污染物种类主要为 SS、石油类。根据区域作业废水处理站日常监测数据统计，废水 SS 浓度为 300mg/L，石油类浓度为 40mg/L，经与建设单位核实，项目采用清水洗井，洗井废水污染物浓度相对较低，排入废水收集罐沉淀后用于配置压裂液。 ③压裂返排液 项目施工期井下作业废水主要包括射孔、压裂、试油等，射孔、压裂废液及试
--------------------	---

油废水，水质成分复杂，既有从地层带出的粘土颗粒和岩屑，也含有油及压裂液、射孔液中的有机和无机添加剂，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，可统称为压裂返排液。井场设置地上污水罐，压裂返排液全部进罐贮存，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处理达标后综合利用，不外排。

井下作业废水成分较复杂，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》（HJ 349—2023），钻井工程地下水废水污染物主要为 pH 值、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。

根据建设单位提供资料，电测时使用井内钻井液进行导电及做为散热介质。为了解压裂废水成分，本次评价进行调查，通过类比鄂尔多斯地区钻井过程中产生的压裂返排液样品（未处理前）检测结果，各污染物监测浓度分别为 pH5.57，挥发酚浓度 1.18mg/L，硫化物 0.007mg/L，SS491mg/L，COD4730mg/L，BOD₅1510mg/L，石油类 26mg/L，高锰酸盐指数 324mg/L，氨氮 34mg/L，总氮 71mg/L，汞 37.4mg/L，砷 1.5μg/L，六价铬 0.03mg/L，溶解性总固体 1.03×10⁴mg/L，全盐量 1.03×10⁴mg/L，钡 1.09×10⁻³mg/L。

此外，放喷罐会收集少量凝液，凝液成分主要采出水类似，主要成分为悬浮物和石油类，处置方式与压裂返排液一致。

综上所述，本项目施工期生产废水（泥浆上清液、泥浆压滤废水和压裂返排液及放喷罐凝液）在油探评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处理达标后综合利用，不外排，对区域地表水基本不产生影响。

（2）生活污水

项目施工期生活污水产生量为 74m³，施工场地和临时办公生活区设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活杂排水排入地面污水罐，定期送至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。

此外，项目井场内设雨水池，场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外造成环境污染，初期雨水可用于泥浆、压裂返排液配置利用，不外排。

综上，项目各类废水均不外排，且评价范围内无地表水分布，故项目建设对地

施工期生态环境影响分析	表水环境无影响。 4.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。由于油探评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、防溢流的车辆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处理达标后综合利用，不外排；施工场地和临时办公生活区设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活杂排水排入地面污水罐，定期送至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。由于本项目钻井时使用柴油发电机提供动力，因此在井场设置柴油罐 1 处，柴油罐为地上式钢制卧式罐，罐区采用基础黏土防渗+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，以及泥浆罐或柴油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
-------------	--

施工期生态环境影响分析	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。 ③ 柴油罐泄漏对地下水的影响 项目井场设 1 具 30m³ 储罐，如因事故柴油罐发生破裂，导致泄漏，在没有防渗措施情况下，泄漏后的柴油直接渗漏可能导致对土壤、地下水产生污染。项目柴油罐区设置土质围堰，事故情况下，柴油不会溢流出罐区，柴油罐为地上式钢制卧式罐，罐区采用基础黏土防渗+双层防渗布防渗阻隔，生产过程中会定期巡查，一旦发生泄漏事故，会及时处理，集中回收泄漏柴油，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，在落实评价提出的各项污染防治措施和分区防渗措施、定期巡查的情况下，对地下水环境影响小。 5.声环境影响分析 （1）噪声源运行规律 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。 （2）机械设备噪声
--------------------	---

①钻井井场

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)。

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。钻井阶段主要噪声源及噪声控制措施见表 4-2。

表 4-2 钻井工程主要噪声源统计表 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	100	90	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	100	90		
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、润滑等措施	85	75		
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
	试油放喷	80	1m	空气动力	昼夜连续	固定声源

(2) 交通噪声

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。根据本项目井场选址及周边村庄分布，运输噪声可能会对沿线的村户造成一定的噪声污染影响。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

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

施工期生态环境影响分析

自由声场，依据《环境影响评价技术导则—声环境》（ HJ2.4-2021），选用无指向性声源几何发散衰减预测模式预测场界噪声，在不考虑声传播过程中屏障隔声、空气吸收、地面效应的前提下，利用点声源衰减模式，对噪声影响的范围进行计算，预测结果见表 4-4。

计算公式：

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

式中：LA(r)：距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

LA(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 施工设备噪声衰减结果表

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衰减值/dB（A）						
				10m	50m	100m	150m	200m	250m	350m
柴油机	90	2 台	93	73.0	59.0	52.2	51.4	49.5	47.0	42.1
发电机	90	1 台	90	70.0	56.0	49.2	48.4	46.5	44.0	39.1
钻机	75	1 台	75	65.0	51.0	44.2	43.4	41.5	39.0	34.1
钻井泥浆泵	70	2 台	73	58.0	44.0	37.2	36.4	34.5	32.0	27.1
水泵	70	3 台	74.7	59.8	45.8	39.0	38.2	36.3	33.8	28.9
振动筛	65	3 台	69.7	54.8	40.8	34.0	33.2	31.3	28.8	23.9
除砂器	65	1 台	65	50.0	36.0	29.2	28.4	26.5	24.0	19.1
除泥器	65	1 台	65	55.0	41.0	34.2	33.4	31.5	29.0	24.1
压滤机	65	1 台	65	55.0	41.0	34.2	33.4	31.5	29.0	24.1
贡献值叠加				75.5	61.6	54.7	54.0	52.0	49.5	44.7
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）昼间 70dB（A），夜间 55dB（A）										

由表 4-4 可知，在距离施工设备噪声 110m 处昼夜噪声基本可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相关规定。

在不考虑背景噪声情况下，距离井场场界约 350m 处昼夜间噪声值可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。根据现场调查，本项目施工场地周边 350m 范围内分布有零散的章昂希里村村民点，最近敏感点距离为场址西南 120m 处居民点，故项目钻井期间将对井场周边 350m 范围内的居民点造成一定影响，项目施工期较短，影响时段较短，施工结束，影响消失。

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，持续时间一般为 4-5d。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)

噪声源 预测结果	距声源距离								
	10m	45m	100m	255m	300m	450m	500m	600m	800m
压裂设备（2 台）	83.0	69.9	63.0	54.9	53.5	49.9	49.0	47.4	44.9

由表 4-5 可知，压裂作业时在距压裂设备 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 255m 处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。

在不考虑背景噪声情况下，距离井场场界约 450m 处昼间噪声值可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，800m 处夜间噪声值可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，可见压裂作业夜间影响范围更远。根据现场调查，本项目最近敏感点距离为场址西南 120m 处章昂希里村居民点，故项目压裂作业时对周边居民点影响较大，但项目压裂作业时较短，持续 3 天左右，影响时段较短，施工结束，影响消失。

根据项目噪声源类运行规律，钻井过程为 24 小时必须连续运行，为减缓压裂、试油作业噪声与钻井工程噪声叠加影响时段和范围，评价建议建设单位将压裂、试油作业时段调整至昼间，最大程度减缓对周边村民影响，同时积极与周边村民沟通协商，确保不发生噪声扰民投诉事件。

6.固体废物环境影响分析

6.1 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、钻井岩屑、废膨润土包装袋、废纯碱包装袋。此外，封井过程会产生少量建筑垃圾。

（1）废弃泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置的泥浆，其产生量随井深和井径的不同而改变。废钻井泥浆是钻井过程中产生的一种液态细腻胶状物，失水后变成固态物，主要成分是粘土、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，泥浆密度 1.15t/m³。

根据同类探井的调查情况，钻井泥浆产生量可按照经验公式推算：

$$V=0.125\pi D^2h+18(h-1000)/500+116$$

式中：V—废弃钻井泥浆产生量， m^3 ；

D—井的直径（0.311m），m；

h—井深（直井 2300m），m。

经计算，项目钻井泥浆产生量为 287.6t，钻井液的重复利用率约 95%，项目钻井废弃泥浆产量为 14.4t。

项目钻井过程采用移动式泥浆罐，按照钻井过程中液相及固相落地点，进行点对点式收集、储存，实现液相和固相的不落地。收集的废钻井液利用高效固液分离技术，形成再生钻井液，实现废弃钻井液重复利用。

项目钻井过程采用移动式泥浆罐，按照钻井过程中液相及固相落地点，进行点对点式收集、储存，实现液相和固相的不落地。收集的废钻井液利用高效固液分离技术，形成再生钻井液，实现废弃钻井液重复利用。废弃钻井泥浆含水率较大，约 90%~95%（本项目按 95%计），钻井过程中配置压滤机对废弃钻井泥浆进行脱水处置，据调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要求进站废弃泥浆含水率 $\leq 80\%$ ，本项目泥浆经过压滤机压滤至含水率约 80%即可进行委托处理。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。据估算项目单口井产生经压滤后的初步干化废弃钻井泥浆约 12.2t，压滤废水约 $2.2m^3$ 。

本项目泥浆循环利用工艺流程见图 4-1。

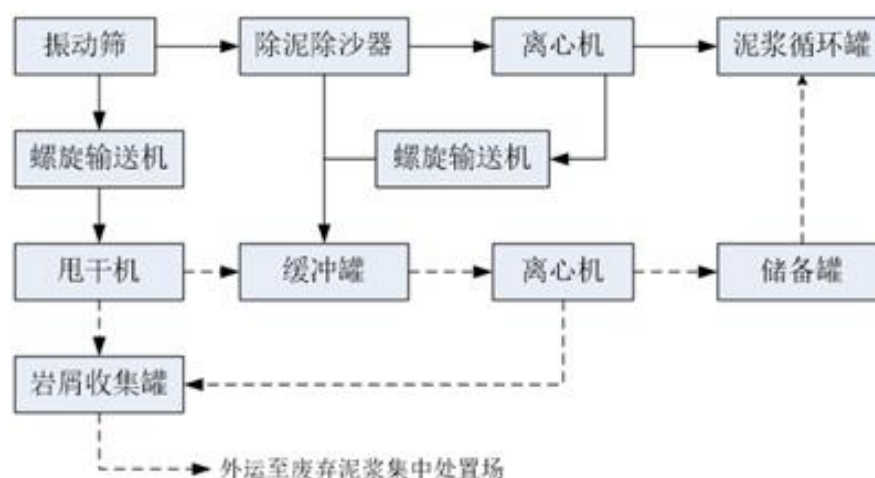


图 4-1 泥浆循环利用工艺流程图

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当除泥除沙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初步干化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，施工结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆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，其中 50%混入泥浆中，其余经泥浆循环泵带出井口，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，岩屑的产生量可按以下经验公式计算：

$$W = 50\% \times \frac{1}{4} \pi D^2 h d$$

式中：W—单井岩屑产生量，t；

D—井直径（0.311），m；

h—井平均深度（直井 2300m），m；

施工期生态环境影响分析	d—岩石密度（取 2.8），t/m^3。 经计算，项目钻井岩屑产生量为 244.5t。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；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。类比同类工程，项目单井产生含油段钻井岩屑约 4.9t（占比约 2%），一般钻井岩屑 239.6t。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。 （3）废纯碱、膨润土包装袋 废弃包装袋主要为钻井材料中纯碱、膨润土废弃包装。其中单井膨润土、纯碱包装袋产生量约为 0.015t，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，由施工单位拉运至当地建筑垃圾填埋场处置。 6.2 生活垃圾 本项目新建 1 口探井，单井钻井施工人员 30 人，试油人员 10 人，直井钻井周期为 35d（钻前准备 5d、钻井工程 30d），试油周期为 40d，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 0.7t。井场设置垃圾箱，施工结束后送附近垃圾中转站，由当地环卫部门统一拉运处置。 6.3 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。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 1 口井落地油产生量约为 0.3t。 （2）废机油、含油段钻井岩屑 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，本项目废机油产生量约为 0.2t/单井场，本项目 1 口探井建设废机油产生量约 0.2t。 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，项目单井产生含油段钻井岩屑约 4.9t。

（3）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。根据类比分析，本项目单井废含油抹布产生量为 0.01t。

（4）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 0.01t。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。

（5）废过硫酸钾包装袋

压裂过程中过硫酸钾包装袋产生量约为 0.005t/单井场。废过硫酸钾包装袋因沾染有毒的过硫酸钾，属于危险废物，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49。

项目产生的危险废物全部采用专用容器收集，暂存至钻井井场临时危险废物贮存点内，施工结束后由长庆油田分公司第四采油厂委托有资质单位外运处置。

综上，项目施工期产生的固体废弃物均得到妥善处置，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 本项目固体废物产生量一览表

种类	来源	产生量	主要成分	处理处置方式	分类
固液分离后的泥饼废弃物	钻井过程岩屑	239.6t	岩石、土壤	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，并由第四采油厂委托有能力的第三方进行处置。	II 类一般工业固废
	废泥浆（脱水后）	12.2t	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	0.015t	塑料等	回收综合利用	
落地油	事故状态	0.3t	石油烃	专用容器收集，待钻井结束后全部委托有资质单位拉运处置。	危险废物
含油岩屑	钻井遇含油层	4.9t	石油烃		
废机油	设备检修	0.2t	石油烃		
废过硫酸钾包	材料使用	0.005t	硫酸钾		

施工期生态环境影响分析

装袋										
废含油抹布	设备检修	0.01t	石油烃、纤维等							
防渗布	试油作业	0.01t	石油烃、塑料等							
生活垃圾	钻井队生活	0.7t	生活垃圾	井场设置垃圾桶，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 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，待钻井结束后全部委托有资质单位拉运处置。
2	含油岩屑	HW08	071-001-08	4.9t	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	废过硫酸钾包装袋	HW49	900-041-49	0.005t	钻井	固态	过硫酸钾	探井期	T/In	
5	废含油抹布	HW49	900-041-49	0.01t	钻井	固态	油	探井期	T/In	
6	防渗布	HW49	900-041-49	0.01t	钻井	固态	油	探井期	T/In	

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。

7.土壤环境影响分析

（1）土壤污染途径分析

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，本项目不在“表 A.1 土壤环境影响评价项目类别”中。

本项目钻井过程中，不可避免的将有少量地下的易燃气体排出，工程采用放空管直接放空，柴油机组燃烧废气主要污染物为烟尘、氮氧化物等，污染物通过“大气沉降”方式对项目区土壤影响甚微；项目钻井过程中各类生产废水全部进罐，并采取泥浆不落地工艺，同时在井场四周设置土质围堰，在柴油储罐、危废贮存点、各类罐体、钻井平台地面都铺设土工膜，故不存在污水或泥浆等落地，造成污染物通过地面漫流和垂直入渗方式污染土壤。因此，评价认为项目施工期正常情况下不存在土壤污染途径，故本次评价仅对土壤环境影响进行简单分析。

（2）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。

项目油探评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，污染因子主要有 COD，石油类。根据相关研究资料，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，在落实评价提出的分区防渗措施后，对土壤环境影响较小。

8.环境风险分析

(1) 危险物质和风险源分布情况

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（落地油和废机油）。因项目为勘探项目，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，钻井时因事故而导致的风险源强无法量化，因此风险物质最大在线量仅对柴油、原油、粘油类危险废物进行分析。

项目井场设置 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，不进行采油生产，钻井井场设 1 具 50m³ 的放喷罐，本次评价以最不利情况考虑，即放喷过程放喷罐 90% 的充装率，原油最大在线量为 37.8t。

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	原油	37.8	2500	井场	0.015
3	危险废物（落地油、废机油）	0.5	2500	井场	0.0002
合计					0.0244

$Q < 1$ ，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。

施工期生态环境影响分析

(2) 风险识别

本评价对探井可能存在的风险因素进行定性分析，分析风险发生的可能性，并提出相应的事故防范措施和应急方案。

①物质危险性识别

项目涉及的危险物质危险特性见表 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	33502	高闪点易燃液体
2	原油	32003	中闪点易燃液体
3	伴生气	21053	易燃气体
4	危险废物	/	易燃

表 4-10 危险物质理化性质

名称	理化性质	危险性描述	产生环节
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
伴生气	外观与形状：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味，液态液化石油气相对密度为 4℃的水的 0.5~0.6 倍，自燃温度：413℃。	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	钻井和试油过程产生
危险废物（粘油类物质）	不溶于水，闪点>180℃，密度 850-880kg/m ³	易燃，火灾危险性类别为丙 B 类，温度过高可能引起燃烧；基础原料油及成品油周围有引燃源，超过油液的闪点会引起火灾。废油不注意回收，随便倾倒入排水道、泥土和水中，造成环境污染	钻井过程、设备维修

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下表所示。

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
	输油管线泄漏	试油	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
	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
施工期生态环境影响分析	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。				
	(3) 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。 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。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。

发生井喷事故时，排放的伴生气对周围环境的主要污染因子为 H_2S 、非甲烷总烃，若井喷时伴生火灾爆炸事故，则燃烧产生 SO_2 、颗粒物等污染物，发生井喷事故时排放的 H_2S 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、 SO_2 、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。

②伴生气泄漏

根据收集区域已实施探井资料，项目所在区域不属于“高硫、高压”油藏。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，对人体会产生头痛、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，

施 工 期 生 态 环 境 影 响 分 析	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 95d，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。项目柴油罐区设置土质围堰，事故情况下，柴油不会溢流出罐区，罐区内地面底部利用机械将衬层压实，罐区地面和围堰内壁铺设防渗材料（2 层 2mm 高密度聚乙烯(HDPE)防渗土工膜），正常情况下不会对井场土壤及地下水造成影响。 （4）环境风险分析 ①环境空气 本项目涉及的危险物质主要为柴油、废机油、原油（试油过程）。当储油罐、危废贮存点发生爆炸事故时，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柴油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》（GB50016-2014）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。因此，本项目周边无地表水体，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
--	---

施 工 期 生 态 环 境 影 响 分 析	区为罐区、危废贮存点等；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。 10.封井环境影响分析 本项目为勘探项目，封井分为临时封井和永久封井。当勘探井具有开发价值时，采取临时封井措施，交由探井所在油区采油厂按标准化井场进行建设和管理；当勘探井不具有开发价值时，采取永久封井。 （1）临时封井 临时封井时按行业规范进行封井作业，对钻井设备、基础进行拆除、搬迁，井口安装采油设施。在井口位置设标记，注明该井的启用与封闭时间及使用单位等，在封井结束后清理井场，移交给探井所在油区采油厂按标准化井场进行建设和管理，井场不再开展占地生态恢复工作，井场外临时生活办公区占地恢复原貌。 （2）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。 （3）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。
--	---

	综上，项目封井对周边环境的影响较小。											
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	1.占地合理性 本项目占地为临时用地，鄂托克前旗能源局已同意本项目建设（批准文号：鄂前能函[2023]147 号），本项目探井勘探测试后如有开采价值，将依法办理国土征地手续等，无开采价值将恢复原貌。本项目临时总占地面积 6869m²，占地类型主要为草地（一般草地和基本草原）和少量灌木林地、沙地、盐碱地，占用基本草原已取得鄂托克前旗林业和草原局临时用地许可（鄂前林草许准[2024]9 号），不涉及基本农田、生态红线和水源保护区，故项目占地合理。											
	2.选址合理性 本项目位于鄂托克前旗城川镇章昂希里村，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。											
	项目井场、临时办公生活区及配套道路建设临时用地较小，工程仅涉及施工期，施工期采取各类措施后污染物可实现达标排放或不外排。施工结束后，对不具有利用价值的勘探井进行永久封井，临时占地恢复原土地类型；若测试具有工业产能，交第四采油厂按标准化建设进行建设，井场不再开展占地生态恢复工作，井场外临时生活办公区占地恢复原貌。经分析，项目建设符合鄂尔多斯市生态环境分区管控中优先保护单元要求。											
	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 项目井场选址及布局与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析 <table><tr><th>《钻前工程及井场布置技术要求》要求</th><th>本项目</th><th>是否符合</th></tr><tr><td colspan="3">井场选择原则</td></tr><tr><td>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。</td><td>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。</td><td>是</td></tr><tr><td>井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段。在</td><td>本项目处于毛乌素沙地植被防风固沙生</td><td>是</td></tr></table>	《钻前工程及井场布置技术要求》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。	是	井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段。在	本项目处于毛乌素沙地植被防风固沙生
《钻前工程及井场布置技术要求》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。	是										
井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段。在	本项目处于毛乌素沙地植被防风固沙生	是										

选 址 选 线 环 境 合 理 性 分 析	河滩、海滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。		态功能区，不属于不良地质地段。								
	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，减少新施工便道长度。		是						
	满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。		厂区常年干燥，降水少、周边无环境敏感点、周边地势开阔，施工期短，不存在防冻等限值因素。		是						
	有利废弃物回收处理，声光屏蔽等，防止环境污染。		项目固废均综合利用，不外排。		是						
	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。		是						
	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，周边无环境敏感点、气候干燥降雨较小。		是						
	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。		项目井场及井口位置已勘察确定，尚未进场施工。		是						
	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。		本项目探井井口周边 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。		是						
	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。		本项目选址周边地势平坦，前后及左右方向盛行风畅通。		是						
	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。		是						
据现场调查，本项目探井井口 500m 范围内无学校、医院和大型油库等密集型、高危性场所，75m 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，100m 范围内无居民点，探井选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中 3.2.2 节规定。根据项目施工期平面布置图，放喷罐位于井场内，与井口距离大于 30m，放散管位于井场外下风向，与井口距离大于 50m，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相关规定，放喷罐和放散管选址合理。项目选址与重要设施或民宅的距离下表 4-13 和附图 5。											
表 4-13 项目钻井井口周边敏感目标调查表											
实施井号	学校、医院和大型油库等密集型、高危性场所		民宅		高压线及其它永久性设施		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 201 油探评井	500m 内无上述敏感建筑		最近敏感点位于井场场界西南 120m 处的章昂希里村		75m 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		/
综上所述，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	1.生态保护措施 详见《茂 201 井场茂 201 油探评井项目生态环境影响评价专题》。 2.废气污染防治措施 为了降低施工期废气对环境影响，评价提出以下废气防治措施： （1）严格执行《鄂尔多斯市大气污染防治条例》、《建筑施工扬尘治理措施》中的相关扬尘控制规定。 （2）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，禁止在大风天施工作业，尤其引起地面扰动的作业。 （3）加强运输车辆的管理，不得超载，同时需采取密封、遮盖等措施；对井场地面、进场道路地面采取洒水降尘等防尘措施。 （4）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； （5）施工现场禁止将包装物、可燃垃圾等固体废弃物就地焚烧。 （6）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）引至放散管直接发散，放散管位于井场外下风向；若伴生气产生量较大，满足燃烧排放条件时，伴生气通过放散管燃烧排放，确保废气达标排放。 （7）试油期采出液通过密闭管线进入储液罐，储液罐采用防腐贮罐，采用环密封技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管，装车过程采用浸没式。 （8）柴油机及其他移动设备燃烧国六柴油，保持良好运行工况，柴油机燃烧废气通过简易排气筒排放。 评价认为，只要加强管理、切实落实好上述措施，项目施工期废气排放可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）、《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 年修改单等相关污染控制标准要求，同时其对环境的影响也将随施工的结束而消失。
--	--

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	3.废水污染防治措施 3.1 废水治理措施 本项目施工期生产废水和生活污水，生产废水包括泥浆上清液、泥浆压滤废水、洗井废水和压裂返排液及放喷罐凝液，根据给排水分析，本项目生产废水产生量为602.2m³（未考虑循环利用的泥浆上清液），平均产生量为8.6m³/d，主要污染因子为SS、COD和石油类。施工期生活污水产生量为74m³，主要污染因子为pH、SS、COD、BOD₅、氨氮和动植物油。 项目泥浆上清液排入地上移动式污水罐，用于配制泥浆，循环使用；洗井废水用于压裂液配置，钻井结束后废弃钻井泥浆上清液、压滤废水、压裂返排液排入井场设置的地上废水收集罐，与放喷罐凝液一起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处理达标后综合利用，不外排；施工场地和临时办公生活区设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活杂排水排入地面污水罐，定期送至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。项目井场内设雨水池，场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外造成环境污染，初期雨水可用于泥浆、压裂返排液配置利用，不外排。通过采取以上措施后，可保证污染物不外排。 3.2 废水依托处置可行性分析 本项目施工期生产废水依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理达标后综合利用，不外排不外排。生活杂排水排入地面污水罐，定期送至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。 3.2.1 生产废水依托处置可行性分析 （1）钻井岩屑及压裂返排液集中处理厂概况 据调查，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多克前旗乌定希泊日嘎查，主要处理鄂尔多斯地区苏里格油气田在开发作业过程中产生的钻井岩屑和压裂返排液，服务半径100km，设计钻井岩屑处理规模10万m³/a，压裂返排液处理规模10万m³/a。压裂返排液处理系统采用“预处理+生化处理+深度处理”，尾水水质达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）限值要求后，用于该厂生产配药用水、制砖生产用水、车间地面冲洗用水及苏里格气田井场钻井用水，不外排。 （2）环保手续执行情况
--	--

施工期生态环境保护措施	鄂托克前旗大坤能源环保有限责任公司于 2017 年 1 月委托山西高腾环境科技有限公司编制了《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》，并于 2017 年 2 月 24 日取得鄂尔多斯市环境保护局关于该项目的环评批复（鄂环评字[2017]15 号）。2017 年 3 月开工建设，2017 年 9 月建成试运行，2017 年 9 月 29 日通过鄂尔多斯市环境保护局组织的竣工环境保护验收（鄂环监字[2017]133 号），目前该厂已取得排污许可证，编制了突发环境事件应急预案并备案。 （3）依托可行性分析 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设计压裂返排液处理规模 10 万 m³/a，目前运行负荷在 75%左右，主要处理鄂尔多斯地区苏里格油气田在开发作业过程中产生的压裂返排液，包括鄂托克前旗境内的油气田钻井废水。 本项目探井钻井工艺及使用的原辅材料与气田钻井相似，施工期产生的废水水质类似。生产废水包括泥浆上清液、泥浆压滤废水、洗井废水和压裂返排液及放喷罐凝液，生产废水产生量为 602.2m³（未考虑循环利用的泥浆上清液），平均产生量为 8.6m³/d，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剩余处理能力足够接纳本项目产生的作业废水，且该厂与本次油探评井距离较近，运输较为便利，依托可行。若遇到该厂遇到突发情况或处理量较大，无富余处理能力时，本项目施工期生产废水委托其他有资质的第三方处理单位合规处置。 3.2.2 生活污水依托处置可行性分析 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，目前处理负荷约 85%，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。 本项目临时生活办公区设 1 具 10m³ 生活污水收集罐，施工期生活污水产生量为 74m³，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。 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。
--------------------	--

施工期生态环境保护措施	(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；柴油发电机设置基础减震等。 (5) 评价要求施工单位加强施工环境管理，合理布局，在临敏感点侧区域尽可能布置各类临时施工用房，利用构筑物的阻挡作用，降低对周边敏感点影响，项目施工不会对周边居民产生不良影响。 (6) 评价建议建设单位将压裂、试油作业时段调整至昼间，最大程度减缓对周边村民影响，在施工前积极与周边村民沟通与协商，必要时在临近最近敏感点处设置临时移动式隔声屏障，确保施工期不发生噪声扰民投诉事件。 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 5.1 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，对环境影响很小。 5.2 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、纯碱包装袋。 ①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
--------------------	--

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	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将由第四采油厂统一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外运处置。 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多克前旗乌定希泊日嘎查，主要处理鄂尔多斯地区苏里格油气田在开发作业过程中产生的钻井岩屑和压裂返排液，服务半径 100km，设计钻井岩屑处理规模 10 万 m³/a，压裂返排液处理规模 10 万 m³/a。据调查，该厂环保手续齐全，运行稳定，距离项目场址较近，依托可行。 ②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。 （2）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、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贮存点，待钻井结束后由长庆油田分公司第四采油厂委托有资质单位拉运处置。 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%。 钻井过程中含油段的岩屑属于 HW08 类危险废物，应在收集罐收集后外由长庆油田分公司第四采油厂委托有资质单位拉运处置。
--	---

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	②废机油、 废含油抹布、含油防渗布、废过硫酸钾包装袋 钻井过程中产生的废机油、废含油抹布、含油防渗布、废过硫酸钾包装袋属于《国家危险废物名录（2021 年版）》规定的危险废物，均采用专用容器收集，暂存于危险废物临时贮存点，待钻井结束后由长庆油田分公司第四采油厂委托有资质单位拉运处置。 项目实施过程中在井场设置有临时危险废物贮存点（集装箱式），贮存点长 2.0m，宽 1.8m，高 1.5m；上面留有 0.25m 的通风空间，顶部四周要伸出罐体 0.3m 以上，所有危废收集后暂存于贮存点内的罐内（敞口式），即使液态危废泄漏，也不会逸散出罐体。评价要求危险废物暂存点严格按照《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 生活垃圾经垃圾桶收集后，转运至就近垃圾中转站，由当地环卫部门统一拉运处置。 （4）泥浆岩屑运输环境管理要求 为了防止泥浆岩屑处置不当，造成环境污染，评价要求废弃钻井泥浆、岩屑转移由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运送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，实施全程 GPS 定位及监控，严禁废弃泥浆和岩屑就地处理、就地固化或随意抛洒、掩埋，严禁运输过程中随意掩埋、抛洒岩屑。 （5）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： ①采取试油进罐的方式，减少落地油的产生量；对于试油过程中产生的落地油全部及时回收； ②井场铺设防渗布，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； ③建设单位还应加强对现场作业管理，严禁出现跑、冒、滴、漏等污染环境问題，提倡文明作业。 ④含油污泥、粘油防渗布及废机油、 废含油抹布暂存危废贮存点，及时交由有资质的单位进行拉运处置。
--	--

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	⑤根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）有关规定，危险废物在进行转移之前应做好暂存工作，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，设有醒目的提示标识，由专人负责，并做好记录。 经以上措施，可大大减轻落地油及其他危废对环境造成的影响，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五年。 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）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》执行。 5.3 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：
--	--

施 工 期 生 态 环 境 保 护 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 为防止污染地下水和土壤，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、泥浆循环罐区、抽汲罐、岩屑罐、柴油罐区、储液罐区、污水罐区、危废贮存点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。 根据评价区已实施探井施工方式，重点防渗区地面底部利用机械将衬层压实，铺设双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$；所有危废收集后暂存于贮存点内的罐内（敞口式），无需在采取防渗措施；环保厕所、原辅材料存储区、初期雨水池等一般防渗区地面底部利用机械将衬层压实，铺设单层高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，防渗系数小于 $1 \times 10^{-10} cm/s$；所有土工膜接缝处进行焊接，土工膜敷设延伸至井场边界土质围堰外，
--	---

对施工过程造成破损部分，及时修补，确保整个防渗层完整性。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。

分区防渗控制要求见表 5-1，分区防渗图见附图 6。

表5-1 项目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、泥浆循环罐区、抽汲罐、岩屑罐、柴油罐区、储液罐区、污水罐区等	地面底部利用机械将衬层压实，铺设双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜	地面利用机械将衬层压实，铺设 2mm 厚高密度聚乙烯防渗材料，防渗层渗透系数小于 $1\times 10^{-10}\text{cm/s}$
	危废贮存点	所有危废收集后暂存于贮存点内的罐内（敞口式），即使液态危废泄漏，也不会逸散出罐体，无需在采取防渗措施。	
一般防渗	环保厕所、原辅材料存储区、初期雨水池	地面底部利用机械将衬层压实，单层高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜	铺设防渗材料，使其等效黏土防渗层 $Mb\geq 6.0\text{m}$ ， $K\leq 1\times 10^{-7}\text{cm/s}$
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。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。

②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。

③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。

④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”。

7.环境风险防范措施

施工期生态环境保护措施

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	7.1 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、钻井液配备原料、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；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； ⑥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； ⑦井场施工时设置井场土质围堰，材料为粘土夯筑；井场在建设时应配备灭火器、沙土等风险物资。 （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油罐区设置有土质围堰，围堰区有效容积不小于 30m³，以防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。油罐区使用前底部及墙体内侧铺设相应厚度的 HDPE 材料，使渗透系数≤10⁻¹⁰cm/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；
--	---

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	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）钻井液配备原料泄漏风险防范措施 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高密度聚乙烯防渗膜，避免化学原料泄漏对周边土壤或地下水环境产生污染，一旦发生泄漏，及时收集泄漏原料，避免污染扩散。 （4）废弃物储罐泄漏风险防范措施 ①储罐设置应避开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。 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。 （5）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。
--	--

施 工 期 生 态 环 境 保 护 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管线应按照标准试压，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。 7.2 应急要求 项目建设单位应结合《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司陕北石油评价项目组（鄂托克前旗）突发环境事件应急预案》，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；
--	--

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	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)中的伴生气和二氧化碳含量等,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) 钻井结束后,通过完井测试评价油藏情况,不具备开采价值的井口进行永久封井,临时占地全部恢复原状;若测试具有工业产能,临时封井,移交给长庆油田分公司第四采油厂按标准化井场进行建设和管理,项目井场不再开展占地生态恢复工作,井场外临时生活办公区占地恢复原貌,施工便道保留供后续使用。 (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	本项只针对陆地石油勘探,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。

本项目总投资 600 万元，环保投资 45 万元，占总投资的 7.5%，具体环保投资情况见表 5-2。

表 5-2 项目井场主要环保投资一览表 单位：万元

序号	项 目		设 施	数量	金额
1	废气治理	施工扬尘	洒水设备、设置挡板、车辆运输遮盖苫布	/	4.0
		柴油机燃烧烟气	燃料为国六柴油，废气通过简易排气筒排放	1 套	0.5
		无组织废气	放散管	1 套	0.5
2	废水治理	生产废水	项目泥浆上清液排入地上移动式污水罐，用于配制泥浆，循环使用；洗井废水用于压裂液配置，钻井结束后废弃钻井泥浆上清液、压滤废水、压裂返排液排入井场设置的地上废水收集罐，与放喷罐凝液一起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处理达标后综合利用，不外排。	/	5.0
		初期雨水	雨水池+截排水渠	/	0.5
		生活污水	环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活杂排水排入地面污水罐，定期送至鄂托克前旗城川镇污水处理厂进行处理。	2 个	1
3	噪声治理	设备噪声	选用低噪设备，采取隔声、基础减震	/	3.0
4	固废治理	废弃泥浆、钻井岩屑	分别暂存于废弃泥浆罐和岩屑收集罐，待钻井结束后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一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处置	/	4.0
		膨润土、纯碱等废弃包装袋	统一收集后由钻井施工企业回收综合利用	/	0.2
		废机油、落地油、防渗布、含油岩屑、废过硫酸钾包装袋	专用容器收集后暂存至钻井井场临时危废贮存点后由第四采油厂委托有资质单位处置。	/	3.0
		生活垃圾	垃圾桶分类收集，送附近垃圾中转站	若干	0.3
5	地下水污染防治		钻井平台、泥浆不落地系统区、泥浆循环罐区、抽汲罐、岩屑罐、柴油罐区、储液罐区、污水罐区、危废贮存点等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	/	5.0
6	风险防范		设 1 具 50m³ 放喷罐，伴生气经管线引至放散管排放；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、临时土质围堰并在围堰底、壁铺设双层防渗布。	/	3.0
7	生态恢复		通过完井测试评价油藏情况，不具备开采价值的井口进行永久封井，临时占地生态恢复原状；若测试具有工业产能，临时封井，交由长庆油田分公司第四采油厂按标准化井场建设井场不再开展占地生态恢复工作，井场外临时生活办公区占地恢复原貌，施工便道保留供后续使用。	/	15.0
合计					45

环
保
投
资

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	环境保护措施	验收要求
陆生生态	生态恢复措施：施工结束后，对整个施工区域拆除临时建筑、清理平整井场，若为临时封井，移交给长庆油田分公司第四采油厂按标准化井场进行建设和管理，井场不再开展占地生态恢复工作，井场外临时生活办公区占地恢复原貌，施工便道保留供后续使用；若永久封井，临时占地全部恢复为原有用地类型。	根据探井封井类型，按环评要求进行生态恢复。	/	/
	水土保持和防沙治沙措施：施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，合理调配土方，落实截排水、防止水土流失措施，施工结束后，按封井类型，及时恢复临时占地植被类型，并采取相应的水土保持措施。	落实评价提出的水土保持和防沙治沙措施。	/	/
水生生态	/	/	/	/
地表水环境	项目泥浆上清液排入地上移动式污水罐，用于配制泥浆，循环使用；洗井废水用于压裂液配置，钻井结束后废弃钻井泥浆上清液、压滤废水、压裂返排液排入井场设置的地上废水收集罐，与放喷罐凝液一起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处理达标后综合利用，不外排。若遇到该厂突发情况或处理量较大，无富余处理能力时，项目作业废水委托其他有资质的第三方处理单位合规处置。	不外排	/	/
	井场内设雨水池，场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外，初期雨水可用于泥浆、压裂返排液配置利用。	不外排	/	/
	施工场地和临时办公生活区设环保移动式厕所，定期清掏肥田，生活杂排水排入地面污水罐，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、泥浆循环罐区、抽汲罐、岩屑罐、柴油罐区、储液罐区、污水罐区、危废贮存点等重点防渗区地面底部利用机械将衬层压实，铺设双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜，柴油罐区四周设置围堰。	防治地下水及土壤受到污染	/	/
	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，所有危废收集后暂存于贮存点内的罐内（敞口式），即使液态危废泄漏，也不会逸散出罐体，无需在采取防渗措施。	防治地下水及土壤受到污染	/	/
	环保厕所、原辅材料存储区、初期雨水池为一般防渗区，地面底部利用机械将衬层压实，单层高密度聚乙烯（HDPE）防渗土工膜。	防治地下水及土壤受到污染	/	/
	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。	防治地下水及土壤受到污染	/	/
声环境	柴油发电机设置基础减震等；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	《建筑施工场界环境噪声排放标准》	/	/

	正常的噪声等。	(GB12523-2011) 标准		
振动	/	/	/	/
大气环境	燃料为国六柴油, 柴油机燃烧废气通过简易排气筒排放, 排气管朝向避开项目区工作人员办公生活的方位	《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》(GB20891-2014) 及 2020 年修改单中第四阶段的标准限值和《非道路柴油移动机械排气烟度限制及测量方法》(GB36886-2018) 中排气烟度限值	/	/
	钻井过程中套管气和试油过程中伴生气引至放散管直接发散, 放散管位于井场外下风向; 若伴生气产生量较大, 满足燃烧排放条件时, 伴生气通过放散管燃烧排放。试油期采出液通过密闭管线进入储液罐, 储液罐采用防腐贮罐, 采用环密技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管, 装车过程采用浸没式。	非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020) 中无组织排放监控浓度限值标准	/	/
	井场及施工便道洒水抑尘, 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	《施工场界扬尘排放限值》(DB61/1078-2017) 中施工场界扬尘浓度限值	/	/
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处置; 膨润土、纯碱等废弃包装袋等统一收集后由钻井施工企业回收综合利用; 建筑垃圾由施工单位拉运至当地建筑垃圾填埋场处置。	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、不外排。	/	/
	含油岩屑、落地油、废机油、废含油抹布、防渗布、废过硫酸钾包装袋等危险废物专用容器收集, 暂存井场内临时危废贮存点, 待钻井结束后由第四采油厂委托有资质单位处置。	贮存满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023), 处置率 100%	/	/
	生活垃圾经垃圾桶收集后, 转运至就近垃圾中转站, 由当地环卫部门统一拉运处置。	按环评要求处置, 现场无遗留生活垃圾。	/	/
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	设置 1 具 50m ³ 放喷罐, 伴生气经管线引至放散管排放; 井口安装放喷器和控制装置, 定期检查与维护; 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, 应泵入泥浆以压缩井内油气和降低压力; 组织员工应急培训、应急演练、设置井口防喷器组、放喷管线、灭火器、铁锹及沙袋、临时土围堰。	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评价项目组(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，在严格本评价提出的各项污染防治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。